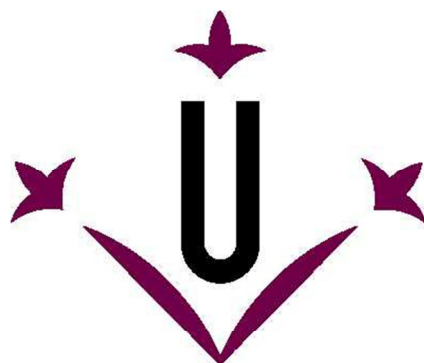


TREBALL FINAL DE GRAU.



Universitat de Lleida

Enginyeria Agrària i Alimentària.

Instalación de Generador fotovoltaico aislado de red en explotación de ganado porcino en la provincia de Zaragoza.

Alumne: **Carlos Olmos de Bonilla**

Tutor: **Joan Ramon Rosell.**

Lleida, setembre 2011.

1. RESUMEN

El crecimiento del mercado de las renovables impulsado por los gobiernos para luchar contra los efectos de la emisión de CO₂, ha permitido un descenso de los costes de los equipos fotovoltaicos y la consiguiente reducción del coste de producción del kWh producido por esta tecnología, haciéndola competitiva frente a la generación por medio de motores de gasoil.

Las explotaciones ganaderas alejadas de la red de distribución que en la actualidad se abastecen por medio de generadores de gasoil pueden mejorar el resultado de su cuenta de explotación gracias a este tipo de generadores.

La instalación trifásica a la que hace referencia este proyecto tendrá una potencia máxima del generador (pico) de 24,42 kWp, con tres inversores cargadores de 7 kW nominales, y una bancada de baterías de Níquel Cadmio de 48V y 3300Ah, permitirá satisfacer los requerimientos energéticos de la explotación con la calidad y seguridad necesaria reduciendo el consumo actual de gasoil en un 95% y una reducción de las emisiones de CO₂ de 160 Tm.

2. INDICE

1. RESUMEN	1
2. INDICE	3
3. GLOSARIO	7
4. INTRODUCCIÓN	11
4.1. Objeto	11
4.2. Alcance	11
5. MARCO LEGAL Y REFERENCIAS.	13
6. MEMORIA.	15
6.1. Antecedentes	15
6.2. Ubicación.....	16
6.3. Análisis de Soluciones.....	18
6.3.1. Subsistema de generación. Módulos solares.....	18
6.3.2. Sistemas de captación fijos. Estructura de soporte.....	20
6.3.3. Subsistema de regulación. Controladores de carga.....	21
6.3.4. Subsistema de acumulación. Baterías.	22
6.3.5. Subsistema de acondicionamiento de potencia. Inversores.....	25
6.3.6. Cableado.....	27
6.3.7. Interconexión de los sistemas.....	27
7. PRESUPUESTO	35
8. ESTADO DE MEDICIONES.	37
9. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	39
9.1. Objeto	39
9.2. Memoria	39
9.2.1. Datos de la obra.....	39
9.2.2. Análisis y prevención de riesgos en las fases de obra	40
9.2.3. Análisis y prevención de riesgos en los medios y en la maquinaria	43
9.2.4. Cálculos de los medios de seguridad.....	44
9.2.5. Medicina preventiva y primeros auxilios.....	44
9.2.6. Formación sobre seguridad	45
9.3. Pliego de condiciones particulares.	45
9.3.1. Normas Generales	45

9.3.2. Régimen de responsabilidades y atribuciones en materia de seguridad e higiene.	46
9.3.3. Empleo y mantenimiento de los medios y equipos de protección.	47
9.4. Trabajos posteriores.	48
9.4.1. Riesgos más frecuentes.....	48
9.4.2. Protecciones individuales.....	49
10. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.	51
10.1. Objeto.	51
10.2. Condiciones técnicas.	51
10.2.1. Generalidades.....	51
10.2.2. Subsistema de generación	52
10.2.3. Estructura soporte.....	53
10.2.4. Subsistema de acumulación (Baterías).....	54
10.2.5. Subsistema de regulación (Regulador).....	54
10.2.6. Inversor/Cargador.	56
10.2.7. Cableado.	58
10.2.8. Protecciones y puesta a tierra.....	58
10.3. Condiciones montaje de los equipos.	58
10.3.1. Módulos fotovoltaicos.....	58
10.3.2. Reguladores de carga.....	59
10.3.3. Baterías	60
10.3.4. Inversor/Cargador	61
10.4. Recepción y pruebas.	62
10.5. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.	62
10.5.1. Generalidades.....	62
10.5.2. Programa de mantenimiento.....	62
10.5.3. Garantías	64
11. CONCLUSIONES.	67
12. BIBLIOGRAFIA.	69
13. ANEXO I. ESTUDIO DE LAS NECESIDADES.	71
13.1. Relación de equipos empleados y potencia (W) utilizada por horas.	73
13.2. Consumo de electricidad por hora y mes.	75
14. ANEXO II. POTENCIAL SOLAR	77
14.1. Irradiación solar promedio diaria.....	78
14.2. Producción esperada.	79
14.2.1. Perdidas por dispersión de potencia.	79

14.2.2. Pérdidas por efecto de la temperatura.	79
14.2.3. Pérdidas por suciedad sobre los módulos	80
14.2.4. Pérdidas por inclinación y acimut.....	80
14.2.5. Pérdidas por degradación fotónica.....	80
14.2.6. Pérdidas eléctricas.....	81
14.2.7. Resumen de pérdidas, producción diaria esperada y potencia FV necesaria. 83	
15. ANEXO III. DIMENSIONAMIENTO DEL SUBSISTEMA DE ACUMULACION.	87
15.1.1. Cálculo de la ventilación necesaria	87
16. ANEXO IV. CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA.	91
16.1.1. Acciones sobre la estructura.....	91
16.1.2. Fijaciones y anclajes	94
17. ANEXO V. ESTUDIO VIABILIDAD ECONOMICA.	97
17.1. Horas de funcionamiento y consumo del generador. Ahorro estimado.	97
17.2. Tasa Inflación, tendencia en los precios del combustible, tasas de interés, coste de capital.....	98
17.2.1. Tasa Inflación.....	98
17.2.2. Tendencia de los precios del combustible.....	98
17.2.3. Tasa de interés.	99
17.2.4. Coste de Capital.....	99
17.3. Otros parámetros.	100
17.4. Cálculo del TIR y del Payback.....	101
17.5. Cálculo del Valor Actual Neto (VAN).....	103
18. ANEXO VI. BALANCE AMBIENTAL.	105
19. ANEXO VII. PLANOS,	107
20. ANEXO VIII. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.	109

3. GLOSARIO

Las siguientes palabras y términos tienen significados particulares en el contexto de éste proyecto:

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m².

Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

Módulo fotovoltaico: Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie, montándose todo el conjunto, habitualmente, en un marco de aluminio.

Cadena fotovoltaica: Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de cadenas fotovoltaicas.

Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares. Se define en las condiciones de Irradiancia solar: 1000W/m², Distribución espectral: AM 1,5 G, Temperatura de la Célula: 25 °C.

Potencia máxima del generador (potencia pico): Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

TONC (NOCT): Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s.

Acumulador: Asociación eléctrica de baterías.

Batería: Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

Autodescarga: Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

Capacidad nominal: C20 (Ah) Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas: $C_{100} / C_{20} \cdot 1,25$, $C_{40} / C_{20} \cdot 1,14$, $C_{20} / C_{10} \cdot 1,17$.

Capacidad útil: Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD max.

Estado de carga: Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

Profundidad de descarga (DOD) Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

Régimen de carga (o descarga) Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20} = 100 \text{ Ah}$) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5 \text{ A}$.

Vaso: Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería y cuya tensión nominal es aproximadamente 1,33 V para las baterías de Níquel-Cadmio y 2 V para las de Plomo.

Regulador de carga: Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas.

Voltaje de desconexión de las cargas de consumo: Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

Voltaje final de carga: Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

Inversor: Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

VRMS: Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

Potencia nominal (VA): Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

Capacidad de sobrecarga: Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

Rendimiento del inversor: Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

Factor de potencia: Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

Angulo de inclinación: Es el ángulo de inclinación del plano de un módulo fotovoltaico, contado desde la horizontal.

Azimut: Orientación del módulo solar con respecto al Sur que es ángulo 0°. Si el azimut es hacia el este se mide negativo y si es al oeste se mide positivo.

4. INTRODUCCIÓN

4.1. Objeto

Este proyecto tiene como objetivo desarrollar y aplicar los conocimientos técnicos necesarios para realizar el diseño y la construcción de un generador fotovoltaico aislado de red en una explotación de ganado porcino en Azuara (Zaragoza) con la intención de reducir los costes de la explotación así como protegerse ante los futuros incrementos de los combustibles fósiles. Todo ello analizando las diferentes tecnologías disponibles en el mercado así como su viabilidad económica.

4.2. Alcance

El proyecto abarcará todos los aspectos necesarios para el diseño, construcción y puesta en funcionamiento del generador solar fotovoltaico, en concreto:

- Estudio de los elementos necesarios para la construcción del generador fotovoltaico y posterior dimensionado del mismo.

- Estudio financiero y viabilidad económica del proyecto

Y estará compuesto por los siguientes documentos básicos:

- Memoria
- Presupuesto.
- Estado de Mediciones
- Pliego de Condiciones Técnicas
- Estudio de Seguridad y Salud.
- Anexos.

5. MARCO LEGAL Y REFERENCIAS.

La instalación solar fotovoltaica considerada cumplirá la normativa vigente que a continuación se enumera:

- *Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica para instalaciones abastecidas por recursos ó fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.*
- *Directiva 2001/77/CE del parlamento Europeo y del Consejo, 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad, DOCE nº L283].*
- *Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo (OSHT) y Reglamento de Prevención de Riesgos Laborales, así como toda normativa que la complementa.*
- *Pliego de condiciones Técnicas de instalaciones aisladas de red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la energía, IDAE, que fija las condiciones técnicas mínimas que deben de cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de red.*
- *Norma UNE 21030 para los conductores de todo el cableado eléctrico.*
- *Norma UNE 21123 para los aislamientos de los conductores.*
- *Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Complementarias BT.*
- *Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.*
- *Reglamento de Protección Contra Incendios (R.D. 1942/1993 de 5 de noviembre)*
- *Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.*
- *Real Decreto 486/1997, de 14 de abril (BOE de 23/04/97), por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.*
- *Real Decreto 485/1997, de 14 de abril (BOE de 23/04/97), sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.*
- *Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1.997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.*
- *Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.*
- *Ley 7/2006 de 22 junio, de protección ambiental de Aragón.*
- *Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.*

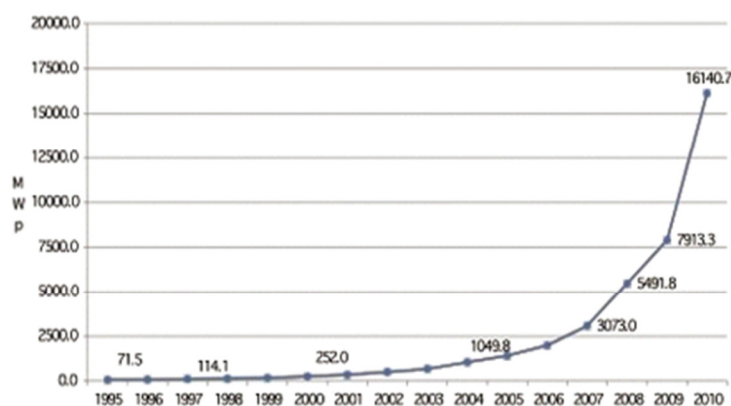
- *Directiva 79/409/CEE del Consejo de 2 de abril de 1979, relativa a la conservación de las aves silvestres*
- *Norma UNE-EN-50272-2, sobre requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías.*

6. MEMORIA.

6.1. Antecedentes

En el año 2001, después de la cumbre de Kyoto, el Consejo de la Unión Europea adoptó la Directiva 2001/77 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, creándose las bases del mercado eléctrico para duplicar hasta el año 2010 la cuota de las energías renovables en el consumo energético, primario, de la UE, que debería llegar hasta la cuota del 12%, lo cual representaba, sobre la producción eléctrica, el 22% producida a través de energías renovables. El 9 de Marzo de 2007 los presidentes de los países de la comunidad económica europea, reunidos en Bruselas, acordaron la obligatoriedad de que en el año 2020, en Europa, el 20% de la energía consumida, deberá provenir de energías limpias.

Como consecuencia de la aplicación de dicha directiva por los estados miembros, principalmente en forma de subsidios directos a la generación de energía, el mercado fotovoltaico ha experimentado un crecimiento explosivo en la última década, tal y como se observa en la gráfica 6.1



Gráfica 6.1.

Gracias a este crecimiento del mercado y debido a las economías de escala se ha producido un descenso de los costes de los equipos fotovoltaicos y la consiguiente reducción del coste de producción del kWh producido por esta tecnología, haciéndola competitiva frente a la generación por medio de motores de gasoil.

La explotación a la cual el proyecto hace referencia, está situada en el término municipal de Azuara (Zaragoza). Se trata de una granja de transición de ganado porcino gestionada por la empresa Corzán S.L. Con una capacidad total de 5376 lechones, aunque

el número habitual ronda las 4000 Unidades, los animales entran justo después del destete con un peso aproximado de unos 8 Kg., y permanecen en la explotación aproximadamente unos 45 días, hasta que su peso ronda los 16 Kg.

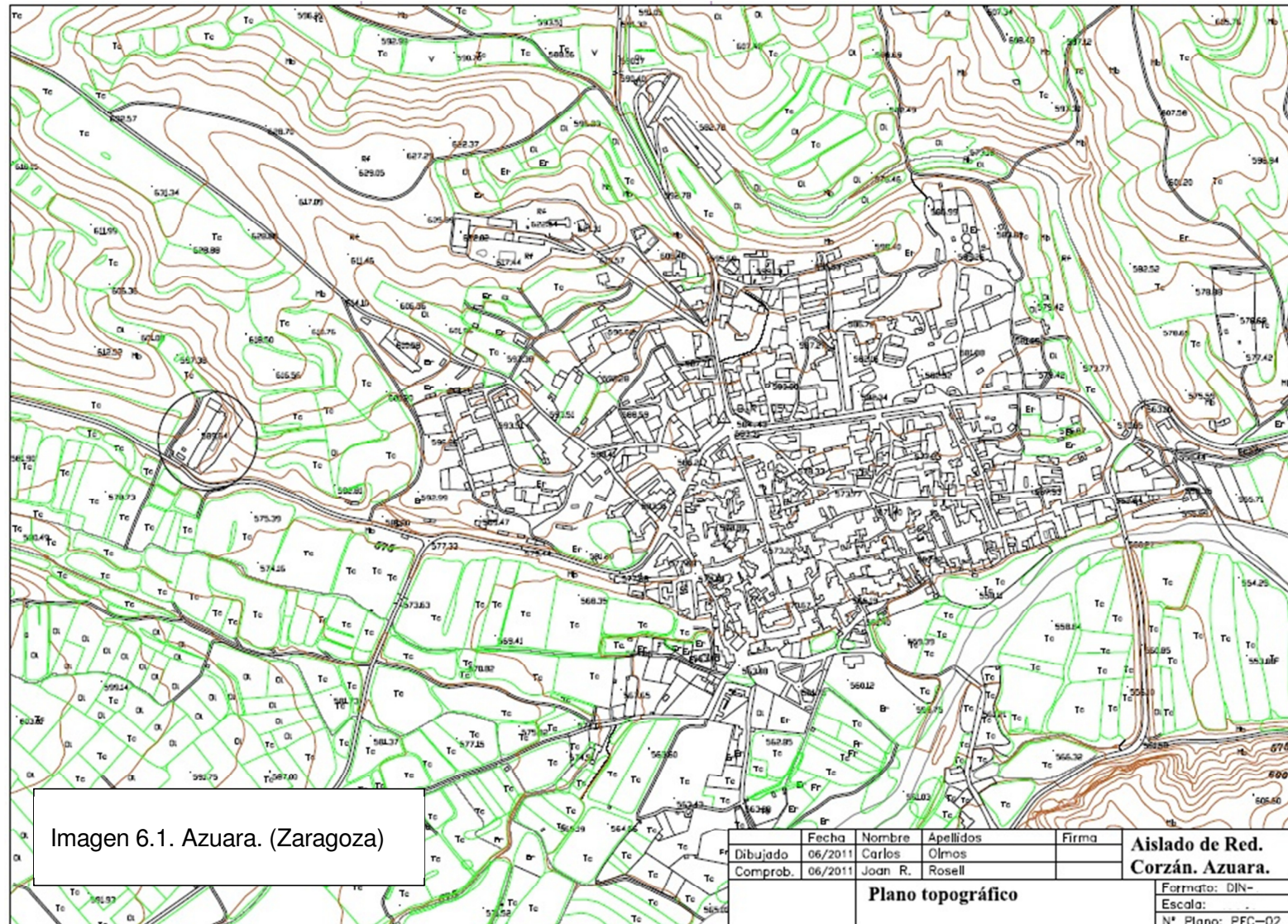
En la actualidad la explotación, que se encuentra alejada de la red de distribución, utiliza un generador de gasoil como fuente de energía. La alternativa de emplear un generador fotovoltaico y un sistema de acumuladores empleando el actual generador diesel como sistema de Back-Up, permitirá reducir los costes de la explotación así como protegerse ante los futuros incrementos de los combustibles fósiles.

6.2. Ubicación

La explotación se encuentra ubicada en la siguiente parcela Rústica:

- Edificios diseminados 133. 50140 Azuara (Zaragoza)
- Referencia Catastral. **001713300XL87C0001GP**
- Coordenadas UTM ED50. **X: 677.535 ; Y: 4569859 HUSO: 30**
- Superficie de la parcela: 5926 m²
- Superficie construida: 1680 m²

La ubicación de la parcela se muestra en la imagen 6.1.



6.3. Análisis de Soluciones

El proyecto que aquí se describe pretende la instalación de un total de 24,42 KWp fotovoltaicos con una potencia nominal de 21 kW. Se trata de una instalación estática sobre perfiles de aluminio, anclada sobre la cubierta de la nave. Además, toda la instalación eléctrica se ha diseñado según el reglamento técnico de baja tensión. R.D. 842/2002. Estas características, apoyadas en las garantías aportadas por los fabricantes, dan a las instalaciones unas condiciones de fiabilidad para 25 años.

6.3.1. Subsistema de generación. Módulos solares

El elemento básico de un generador fotovoltaico es la célula fotovoltaica. Un módulo solar está compuesto por una serie de células fotovoltaicas interconectadas entre sí encapsuladas en un material resistente a la humedad (por ejemplo EVA "*Ethyl-vinyl-acetat*") entre dos láminas de materiales resistentes a las inclemencias del tiempo (*weather proof*) uno de soporte (habitualmente algún tipo de plástico, "teddlar") y otra que deja pasar la radiación solar (habitualmente vidrio), todo ello ensamblado en un marco de aluminio sellado para evitar la acción de los elementos.

Las células fotovoltaicas pueden ser fabricadas a partir de docenas de diferentes tipos de materiales. Pero los tres principales tipos "comerciales" disponibles son:

- Silicio Monocristalino
- Silicio Policristalino.
- Capa fina-silicio amorfo (α -Si).

Las dos primeras tecnologías son de largo las más utilizadas a nivel mundial, con el 93% de cuota de mercado, siendo utilizadas tanto en pequeñas como en grandes instalaciones. La capa fina (α -Si) tiene aproximadamente una cuota de mercado de un 4%.

Analizados tres módulos presentes en el mercado y tal y como podemos observar en la tabla 6.1 las células fotovoltaicas monocristalinas son entre un 1 y un 2% más eficientes que las policristalinas, y un 4 a 6% más eficientes que la capa fina.

Modelo	Tecnología	Nº de células	L (m)	A (m)	S(m2)	Rango de Potencias (STC)	Rendimiento Célula		m2 necesarios para 1 kW
							Mín	Máx	
YL 185P 23b	Policristalino	48	0,156	0,156	1,168	165 185	14,1%	15,8%	7-8
CS5A 170-200M	Monocristalino	72	0,125	0,125	1,125	170 185	15,1%	16,4%	6,9-7,5
BEST-111/117QS-D	Thin film	?	1,2	1	1,200	117 111	9,8%	9,3%	12-13

Tabla 6.1

Para los módulos de capa fina la necesidad de mayor superficie necesaria es un factor limitante, sobre todo cuando se trata de instalaciones sobre cubierta, como es el caso.

En la siguiente tabla analizaremos otros aspectos que se deben tener en cuenta para la elección del módulo más adecuado a las características del proyecto, en rojo los puntos negativos, en verde los positivos de cada módulo.

Modelo	Tec.	m2 necesarios para 1 kW	Peso	Garantías				T Coef %/°C	Voltaje (Vmpp)	Precio Wp	Experiencia / proyectos existentes
			Kg/m2	Tolerancia	Producto	Output 10 Años	Output 25 Años				
YL 185P 23b	Poli.	7	12	+/- 3%	5 años	90%	80%	-0,45%/°C	23,5	1,23 €	Mucha /muchos
CS5A 185 M	Mono.	7	12	+2,5%	5 años	90%	80%	-0,45%/°C	36,4	1,32 €	Mucha /muchos
BEST-117QS-D	Thin film	12	23	¿?	5 años	90%	80%	-0,25%/°C	109	1,08 €	Poca /pocos

Tabla 6.2. Comparativa de Paneles.

De la observación de las características de los módulos, descartaremos en primer lugar la tecnología Thin film, los puntos positivos de este tipo de módulos son el precio y comportamiento ante las altas temperaturas. Respecto al precio, esta ventaja se compensa por el incremento en el coste de la estructura sobre la que los paneles se fijan a la cubierta y los costes de mano de obra al ser necesario mayor número de paneles. Respecto al comportamiento frente a las altas temperaturas, los paneles mono y policristalinos están demostrando tener muy buen comportamiento ante las condiciones climáticas en nuestro país.

Escogeremos un panel de tecnología Si-Monocristalino por su mayor eficiencia, menor superficie requerida, menor peso, y la experiencia en su uso. Y en concreto el modelo CS5A-185 Wp de la empresa Canadian Solar.

Cálculos eléctricos, muestran una configuración final de 66 cadenas de 2 paneles en serie. Estas se dividen en 6 grupos iguales de 11 cadenas que se conectan en paralelo en una caja de conexión IP 65, que incluye la protección por fusibles. De cada caja de conexión saldrá una pareja de cables hacia cada uno de los 6 controladores de carga Outback FM 80, a la entrada se incluye un ICP Bipolar de 80 A y un protector para sobre-tensión. De cada regulador de carga saldrá una pareja de cables hacia el cuadro general de la instalación. Del cuadro general hacia los acumuladores. Se dispondrá un fusible a modo de protección

frente a cortocircuitos o excesos de carga a la salida del subsistema acumulador. Finalmente se conectará el subsistema acumulador al inversor/cargador. De aquí hacia el cuadro general de protección de la nave con sus respectivas protecciones magneto térmicas y diferenciales, tal y como se observa en el Plano PFC-04 Esquema Unifilar de BT.

Las características técnicas del panel CS5A-185 se muestran en la tabla siguiente:

Electrical Data			
Nominal Maximum Power		185	W
Optimum operating Voltage (Vmp)		36,4	V
Optimum Operating Current (Imp)		5,09	A
Open Circuit Voltage (Voc)		44,6	V
Short Circuit Current (Isc)		5,46	A
Operating Temperature		-40°C to +85°C	
Maximum System Voltage		1000V	
Maximum Series Fuse Rating		5	A
Power Tolerance		+5	W
Temperature Coefficient	Pmax	-0,45	%/°C
	Voc	-0,35	%/°C
	Isc	0,06	%/°C
	NOCT	45	°C
Mechanical Data			
Cell type		Mono-crystalline	
Cell Arrangement		72 (6*12)	
Dimensions		1595*801*40 mm	
Weight		15,5	kg
Front Cover		Tempered glass	
Frame Material		Anodized alluminium alloy	

Tabla 6.3. Características del módulo solar.

6.3.2. Sistemas de captación fijos. Estructura de soporte.

En el proyecto que nos ocupa, escogemos un sistema de soporte fijo, construido en estructura metálica, de aluminio, que garantiza una protección de, como mínimo, 25 años a la intemperie. Así mismo la estructura y los anclajes se dimensionarán de manera que puedan soportar, aparte del propio peso de sí misma y de los paneles, el peso de una capa de nieve de 1,04 KN/m², según se describe para la zona de Zaragoza en el Código Técnico de la Edificación, DB SE-AE, y vientos de 27 m/s para la zona B de la península, según el mismo documento básico.

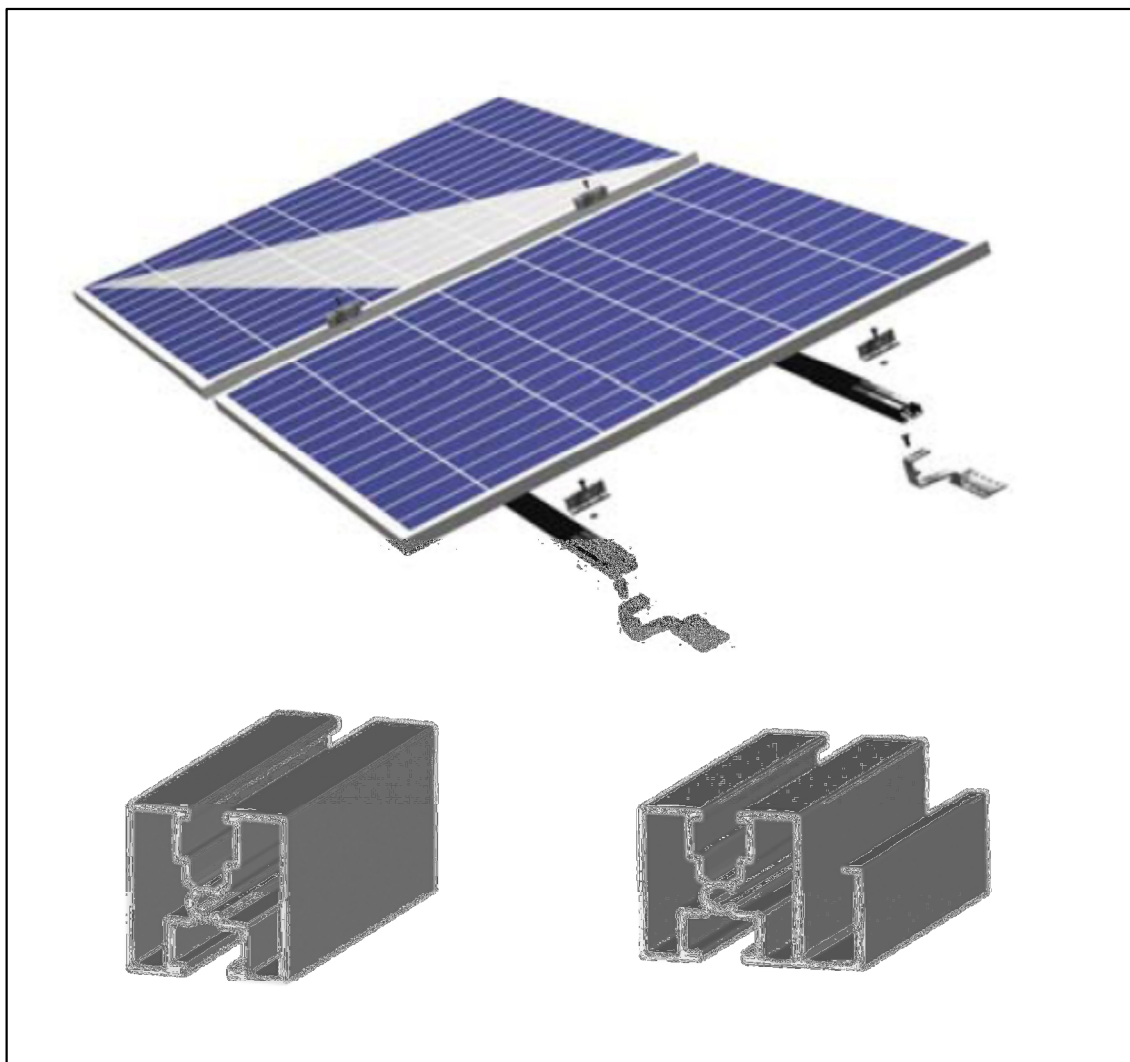


Imagen 6.2. Detalle de la estructura

En el Anexo IV se muestran los cálculos realizados para los anclajes.

6.3.3. Subsistema de regulación. Controladores de carga.

La función del controlador de carga (o regulador), es la de proteger la batería y que esta cumpla un ciclo de vida lo más largo posible. Las baterías son muy sensibles a sobredescargas y sobrecargas. Las principales funciones del regulador son:

- Proteger la batería de sobre descargas, mediante la fijación del Voltaje de desconexión de las cargas de consumo (LVD), en el cual la batería se desconectará de las cargas para evitar que se sobrepase la profundidad de descarga (DOD).
- Proteger la batería de sobre cargas limitando el Voltaje final de carga (HVD). Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el

generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

- Prevenir el flujo de corriente de las baterías hacia los paneles durante la noche.

Como elemento de protección de las baterías frente a posibles sobrecargas o sobredescargas, se ha elegido el regulador OUTBACK FM 80 de OutBack Power Systems, líder en tecnología avanzada de conversión de energía.

Este regulador se caracteriza por utilizar un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia continuo (Maximum Power Point Tracking MPPT), que busca la máxima potencia disponible en una matriz solar y la utiliza para recargar las baterías consiguiendo que dicha matriz solar opere siempre con tensiones de funcionamiento ideales y por cumplir con las directivas europeas sobre compatibilidad electromagnética (89/336/EEC) y baja tensión (73/23/EEC).

Las características técnicas más relevantes de este regulador se especifican a continuación:

- Incremento de la producción de la matriz fotovoltaica en un 30%, frente a reguladores sencillos sin MPPT.
- 80 Amperios de salida a 40 °C con límite de corriente ajustable.
- Voltajes de batería de 12 a 60 Vcc.
- Detección automática de voltaje de batería.
- Puntos de ajuste de regulación del voltaje: de 10 a 60 Vcc ajustable por el usuario con protección mediante contraseña.
- Compatible con sistema de tierra positivo o negativo.
- Potencia máxima matriz fotovoltaica: 48 V de tensión continua y 3600 W de potencia máxima.

En el Anexo VIII, se adjuntan las Especificaciones Técnicas de los Equipos, donde se detallan con precisión todas las características del regulador.

6.3.4. Subsistema de acumulación. Baterías.

Las baterías en sistemas aislados de red necesitan tener una vida larga bajo condiciones diarias de carga y de descarga. Se trata pues de baterías conocidas como

Deep-Cycle. Necesitan presentar una buena eficiencia en la carga con bajas intensidades. Los tipos comerciales empleados habitualmente que se han utilizado son:

- Baterías de plomo de electrolito líquido: se utilizan desde aproximadamente 1859, resultan económicas pero sin embargo presentan ciertas deficiencias comparadas con las baterías de gel o AGM.
 - ratio de autodescarga elevado, 5-10% mensual cuando son nuevas, este ratio aumenta drásticamente con la edad debido a la contaminación por antimonio en el ánodo.
 - adición de líquido frecuente, y aumenta con la edad.
 - emisión de gases de hidrogeno significativa, necesidad extra de ventilación para prevenir explosiones.
 - posibilidad de derrames del electrolito.
 - estratificación del electrolito cuando operan a bajos voltajes de carga o en baterías altas.
 - nula tolerancia a bajas temperaturas
- Baterías de Gel: se utilizan comercialmente desde principios de los 70. Sus principales deficiencias frente a las baterías AGM se describen a continuación.
 - El gel utilizado es de alta viscosidad, y resulta difícil de mantener homogéneo y sus componentes pueden separarse. Su estabilidad es inferior.
 - Inferior rendimiento debido a la mayor distancia entre los electrodos debido a la viscosidad del gel.
 - Alta sensibilidad a los voltajes de carga. Su vida se reduce drásticamente si se carga fuera de los voltajes recomendados.
 - Tiempo de carga superior, no acepta elevadas tasas de carga.
- Baterías AGM (Absorbent Glass Material): las baterías de plomo con tecnología AGM, resuelven los aspectos negativos antes destacados de las baterías de plomo normales y de gel. Entre las placas (electrodos) metálicos capas de una mezcla de microfibras de diferentes tamaños y dimensiones, actúan como una esponja saturada en un 90% con el electrolito. El espacio vacío es aprovechado por el oxígeno en su viaje desde el cátodo hacia el ánodo durante la carga. Cuando

alcanza el ánodo reacciona con el plomo para formar óxido de plomo y agua. Evitándose la generación de hidrógeno en el ánodo. De esta forma los gases se recombinan dentro de la celda, eliminando la necesidad de añadir agua , y como resultado se consigue una batería “libre de mantenimiento”. Además como el electrolito es absorbido por el material AGM, no se producen derrames del mismo. Sin embargo como todas las baterías de plomo, la profundidad de descarga máxima admisible para su correcta utilización (50% DOD) y una duración de 1000 ciclos para esta profundidad de descarga, hacen que nos decanemos por las baterías de Níquel Cadmio.

- Baterías de Níquel-Cadmio.

Las características técnicas más relevantes de estas baterías se detallan a continuación:

- Construcción interna de acero resistente a la corrosión que no se ve afectada por el electrolito alcalino.
- Estabilidad desde el punto de vista electroquímico durante los estados de carga y de descarga.
- Sin pérdida de capacidad anticipada (sulfatación) cuando se efectúan ciclos con un estado de carga bajo.
- Buena capacidad de ciclado en condiciones fotovoltaicas inestables.

El subsistema de acumulación está formado por tres bancadas de 36 baterías de Ni-Cd modelo SUN 1100 del Grupo SAFT, líder mundial en baterías de tecnología avanzada. El empleo de baterías de Ni-Cd permite obtener un rendimiento superior al de las baterías de plomo gracias a su resistencia a la falta o al exceso de carga o a una descarga completa, así como a un correcto funcionamiento a temperaturas inferiores a -20 °C sin peligro de que el electrolito se congele.

El subsistema acumulador se instalará en una sala limpia y seca evitando su exposición a la luz solar directa y al calor siguiendo las recomendaciones del fabricante.

La sala de acumuladores deberá estar provista de un sistema de ventilación que permita la renovación del aire debido al desprendimiento de gases (mezcla de oxígeno e hidrógeno) derivados de la carga de la batería, según lo establecido en el apartado 7, Instalaciones en locales en que existan baterías de acumuladores, de la ITC-BT-30 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, y el Documento Básico DB-HS Salubridad, Sección HS 3, Calidad del aire interior, del Código Técnico de la Edificación.

En nuestro caso, el subsistema acumulador requiere un caudal de ventilación de aproximadamente 28 m³/h, Siendo este valor superior en 10 veces al dispuesto en la sección HS 3 del Documento Básico DB-HS, para trasteros, será necesario practicar aperturas de entrada y salida de aire con un área superior a los 780 cm². Los cálculos referentes al sistema de ventilación se detallan en el anexo III de dimensionamiento del subsistema de acumulación.

Las especificaciones técnicas más relevantes que utilizaremos para el dimensionado de la instalación se muestran en la tabla 6.4:

Batería SUNICA. plus 1110	
Capacidad nominal C ₅ Ah	1024 Ah
Capacidad nominal C ₁₂₀ Ah	1110 Ah
Tensión	48 V
Tensión de Carga recomendada.	54 V (5-10 DOD) 55,8 V (10-15% DOD) 57,6 V (15-25% DOD)

Tabla 6.4. Características de las baterías.

En el Anexo VIII, se adjuntan las Especificaciones Técnicas de los Equipos, donde se detallan con precisión todas las características de la batería.

6.3.5. Subsistema de acondicionamiento de potencia. Inversores.

Para la conversión de la corriente continua entregada por el subsistema acumulador en corriente alterna de baja tensión se utilizará un inversor/cargador de 7.000 VA de potencia nominal.

El inversor/cargador elegido es el modelo Xtender XTH-8000-48 fabricado por la empresa suiza STUDER Innotec S.A, uno de los mayores fabricantes europeos de inversores para sistemas solares fotovoltaicos aislados. Este inversor/cargador se caracteriza por ser tecnológicamente muy avanzado y asumir las funciones de inversor, cargador de baterías, sistema de transferencia y asistencia a la fuente. Estas funciones pueden ser combinadas y administradas de manera totalmente automática.

Además este inversor cumple con las directivas sobre compatibilidad electromagnética (2004/108/EC) y baja tensión (2006/95/EEC).

Las características técnicas más relevantes de este inversor se especifican a continuación:

- Permite utilizar la energía entregada por el subsistema generador para cargar las baterías de forma ajustable.

- Trabaja como inversor y como cargador mediante el empleo de un relé de transferencia de frecuencia de conmutación elevada.
- Reducción automática de picos de carga (Power Shaving).
- Reducción automática de la corriente de carga en el límite de carga de la fuente de corriente alterna (Power Sharing).
- Tensión de salida mediante onda sinusoidal pura a 230 Vac y frecuencia de 50 Hz.
- Protección de sobrecarga y corto circuito mediante desconexión automática con 3 intentos de reinicio.
- Protección contra sobre temperatura mediante alarma antes de corte y reinicio automático.
- Detección de cargas ajustable en una amplia zona a partir de un valor mínimo.

Sus características principales, que utilizaremos para el dimensionado de la instalación se muestran en la tabla siguiente:

XTENDER XTH 8000-48	
Inversor	
Tensión nominal de batería (DC)	48 V
Campo de tensión de entrada (DC)	38-68 V
Potencia Nominal	7000 VA
Carga Máxima (AC)	Hasta cortocircuito 230 V
Cargador	
Corriente de carga	0-120 A
Corriente de entrada	1-50 A
Tensión máxima de entrada (AC)	265 V
Campo de entrada de tensión (AC)	150-265 V

Tabla 6.5. Características del Inversor-cargador

En el Anexo VIII se adjuntan las Especificaciones Técnicas de los Equipos, donde se detallan con precisión todas las características del subsistema de acondicionamiento de potencia escogido.

6.3.6. Cableado.

Todo el cableado en el lado de corriente continua del subsistema generador se hará con conductores unipolares, flexibles, de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, tipo RV-K 0,6/1 kV, UNE 21-123 IEC 502 90, especialmente diseñado para intemperie y con resistencia a los rayos UV.

Todo el cableado interior en el lado de corriente continua se hará con conductores unipolares, flexibles, de cobre con aislamiento de goma, tipo RV-K 0,6/1 kV, UNE-EN 60332-1 IEC 60332-1, adecuada para locales interiores húmedos, según se establece en la ITC-BT-30 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Todo el cableado interior en el lado de corriente alterna se hará con conductores unipolares, flexibles, de cobre con aislamiento de goma, tipo RV-K 0,6/1 kV, UNE-EN 60332-1 IEC 60332-1, adecuada para locales interiores húmedos, según se establece en la ITC-BT-30 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

6.3.7. Interconexión de los sistemas.

6.3.7.1. Instalación eléctrica de los acumuladores

La instalación debe cumplir con todas las exigencias técnicas exigidas en el apartado 7, Instalaciones en locales en que existan baterías de acumuladores, de la ICT-BT-30, del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión así como con la norma UNE – EN 50272 – 2:

- El equipo eléctrico utilizado estará protegido contra los efectos de vapores y gases desprendidos por el electrolito.
- Los acumuladores deberán estar dispuestos de manera que pueda realizarse fácilmente la sustitución y el mantenimiento de cada elemento. Los pasillos de servicio tendrán una anchura mínima de 0,75 metros. En nuestro caso las baterías se dispondrán sobre una banqueta con sus correspondientes aislantes.
- Si la tensión de servicio en corriente continua es superior a 75 V con relación a tierra y existen partes desnudas bajo tensión que puedan tocarse inadvertidamente, el suelo de los pasillos de servicio será eléctricamente aislante. Se empleará para este supuesto un material dieléctrico que asegure esta función como losetas de caucho o similares.

- Si existen piezas desnudas bajo tensión, cuando entre estas existan tensiones superiores a 75 V en corriente continua, deberán instalarse de manera que sea imposible tocarlas simultánea e inadvertidamente. A tal efecto se dispondrán elementos visuales que adviertan del peligro de electrocución y se recubrirán las conexiones con los bornes de la batería mediante tapas de material dieléctrico.

- Los terminales y las conexiones se protegerán contra la corrosión recubriéndolos con una fina capa de aceite anticorrosión.

Además se cumplirán todos los aspectos referentes a la ITC-BT-30, apartado 3, Instalaciones con riesgo de corrosión, del mencionado reglamento.

6.3.7.2. Instalación eléctrica del generador.

La instalación debe cumplir con todas las consideraciones técnicas expuestas en el apartado 4.2, Instalaciones generadoras asistidas, de la ITC-BT-40, del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión:

- En la instalación interior, la alimentación alternativa podrá hacerse en varios puntos que irán provistos de un sistema de conmutación para todos los conductores activos y el neutro, que impida el acoplamiento simultáneo a ambas fuentes de alimentación. En nuestro caso esta función de conmutación está integrada en el inversor/cargador XTH 8000-48 mediante un relé de transferencia.

Se instalarán tres tipos de cuadros eléctricos que albergarán los elementos de protección con las siguientes denominaciones:

- Cuadro de regulación.
- Cuadro de inversores
- Cuadro de protección.

Cuadro de regulación:

Se instalará un cuadro para albergar el regulador de carga OUTBACK FM 80. En nuestro caso el cuadro de regulación será el propio del regulador con su envolvente y sus características, las que se detallan a continuación:

- Ancho x Alto x Fondo: 140 x 400 x 100 mm.
- Fondo: 100 mm.
- Peso: 5,3 kg.

- Grado de protección: IP20

Cuadros de inversores/cargadores:

Se instalarán un cuadro para albergar el inversor/cargador XTH 6000-48. En nuestro caso el cuadro de inversores será el propio del inversor con sus envolventes donde cada uno de ellos incluye los siguientes elementos:

- Convertidor DC/AC y AC/DC
- Ondulador DC/AC
- Sistema de control, que incluirá las protecciones de mínima y máxima tensión y frecuencia, además del sistema de conmutación por rearme automático.
- Protección electrónica contra las sobre cargas, los cortocircuitos, los sobre calentamientos y los retornos de alimentación.
- Panel de control.
- Sistema de comunicación remoto.
- Descargadores de tensión del lado de continua.

Las características de las envolventes serán las siguientes:

- Ancho x Alto x Fondo: 500 x 230 x 300 mm.
- Fondo : 300 mm.
- Peso : 42 kg.
- Grado de protección : IP-20

Cuadro de protección y mando:

Se instalará un cuadro de protección y mando donde se realizará la interconexión de la instalación de corriente continua y se instalarán los elementos de seguridad necesarios para asegurar una correcta protección frente a contactos directos, sobre tensiones y sobre intensidades.

6.3.7.3. Protección contra contactos directos

Tanto en el lado de continua como en el de alterna no debe haber acceso directo a las conexiones, por tanto deberán existir las siguientes protecciones:

- En los módulos fotovoltaicos las bornas de conexión llevan enchufes rápidos para la conexión de cables.
- Cajas de conexión de cables de paneles con bornas interiores, tapa atornillada y prensaestopas para la entrada de cables a la caja. Además estas cumplirán con lo establecido en la ICT-BT-30 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Las bornas de conexión del regulador será interior y con tapa de acceso a ella atornillada y entrada de cables a través de prensaestopas.
- Las bornas de conexión de las baterías será exterior mediante cables provistos de terminales niquelados. Los pares de apriete para las turcas de los terminales serán para métrica M10.
- Las bornas de conexión de los inversores será interior y con tapa de acceso a ella atornillada y entrada de cables a través de prensaestopas.

Siempre deberán utilizarse cables de doble aislamiento según norma UNE 21.123

6.3.7.4. Protección contra cortocircuitos

Lado de corriente continua.

- Cada regulador de carga llevará a la entrada un magneto térmico de corriente nominal 80 A.
- Cada inversor/cargador llevará en la entrada de un magneto térmico de corriente nominal 125 A.
- Se instalará un fusible de 300 A en la entrada del inversor.

Lado de corriente alterna.

Cada inversor llevará a la salida un interruptor automático de 63A, aparte de las protecciones diferenciales especificadas en el apartado del armario de protección.

6.3.7.5. Toma de tierra

La toma de tierra debe realizarse según lo dispuesto en las ITC-BT-18 e ITC-BT-40, así como la MIE-RAT-13.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de continua como de alterna, estarán conectadas a una única tierra de protección.

Todas las partes metálicas de la instalación que no correspondan a los circuitos de corriente de trabajo, también irán conectadas a tierra.

6.3.7.6. Armónicos y compatibilidad electromagnética

La instalación debe de cumplir con lo dispuesto en la ITC-BT-40 del reglamento de baja tensión, sobre armónicos y compatibilidad electromagnética.

La tensión generada tiene que ser sinusoidal, con una tasa máxima de armónicos de:

- Armónicos de orden par : $4/n$
- Armónicos de orden 3 : 5
- Armónicos de orden impar (5) : $25/n$

6.3.7.7. Variaciones de tensión y frecuencia de la red

El inversor/cargador realiza de forma automática la desconexión y conexión de la instalación en caso de pérdida de tensión ó frecuencia de la red, mediante un programa de software que se ajusta a los valores establecidos en la ITC-BT-40.

Mínima y máxima tensión.

El inversor/cargador se desconectará automáticamente de la red si los valores de tensión están fuera de los parámetros aceptables, en concreto:

- De mínima tensión a partir de que la tensión baje del 85% del valor aceptado. Deberá actuar en un tiempo inferior a 0,5 segundos.
- De sobretensión, cuya desconexión también deberá producirse en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110% del valor aceptado.

El inversor/cargador se conectará automáticamente cuando los valores se restablezcan.

Mínima y máxima frecuencia.

El inversor/cargador también se desconectará automáticamente de la red si los valores de frecuencia están fuera del rango de 50 Hz $\pm 0,5$ Hz, sí bien según la ITC-BT-40 los parámetros aceptables están entre 49 y 51 Hz.

6.3.7.8. Interruptor general manual

Se instalará un interruptor manual magneto térmico bipolar de 63 A de corriente nominal por cada uno de los generadores eléctricos.

6.3.7.9. Canales para el cableado.

La conducción y canalización del cableado dependerá del tipo de energía eléctrica que transporten, distinguiéndose entre los cables de corriente continua y los de corriente alterna:

- Corriente Continua.

Los cables de unión entre paneles en serie y hasta las cajas de conexión, irán al aire ó aprovechando las canalizaciones de los perfiles de la estructura metálica donde están montados los paneles.

El cableado entre las cajas de conexión tipo 1 y el cuadro general discurrirá mediante canalización entubada de policarbonato y cumplirá con lo establecido en la ITC-BT-30, capítulo 3, Instalaciones en locales con riesgo de corrosión.

- Corriente alterna.

El cableado de BT entre los inversores y el cuadro general de protección de la nave discurrirá mediante canalización entubada de policarbonato y cumplirá con lo establecido en la ITC-BT-30, capítulo 3, Instalaciones en locales con riesgo de corrosión.

Los conductores de corriente alterna se identificarán por el color de su aislante, siendo azul para el neutro; verde y amarillo para el de protección; y negro para los de fase, aunque para estos últimos se aceptan también los colores gris y marrón.

6.3.7.10. Puesta a tierra.

La estructura soporte de los paneles y las partes metálicas de los paneles, se conectarán a tierra con el fin de limitar las tensiones que respecto a tierra puedan adquirir las masas metálicas, bien sea por fugas o por estática producida por los fenómenos atmosféricos. Estas tierras serán independientes de la puesta a tierra del neutro de la instalación.

El cableado se realizará de forma que cualquier masa metálica no pueda dar tensiones respecto a tierra superiores a 24 V en locales y emplazamientos de conductores, ni superior a 50 V en todos los demás casos.

Independiente de lo anterior se cablearán las puestas a tierra de forma que sus resistencias cumplan el siguiente criterio:

- Puesta a tierra de la estructura: inferior a 15 Ω
- Puesta a tierra de inversores: inferior a 15 Ω
- Puesta a tierra del neutro de CA: inferior a 10 Ω

Los conductores de puesta a tierra tendrán su sección mínima, en comparación con las fases que protegen, siguiendo el siguiente criterio:

$$\text{Si } S_f \leq 16 \text{ mm}^2 \text{ entonces } S_{pt} \equiv S_f$$

$$\text{Si } 16 < S_f < 35 \text{ entonces } S_{pt} \equiv 16$$

$$\text{Si } S_f > 35 \text{ entonces } S_{pt} \equiv \frac{S_f}{2}$$

Siendo la sección del cable de fase y la sección del cable de puesta a tierra, expresadas en mm^2 .

7. PRESUPUESTO

	Ud	Descripción	Coste	Precio /U	Total
1		Módulos Solares			
	132	Ud. Panel fotovoltaico Canadian Solar CS5A 185 Wp, instalado sobre estructura existente, mediante pinzas laterales e intermedias marca Schletter.	188,00	206,80	27.297,60
2		Estructura			
	224,4	Ml. Perfil portante Schletter Solo 05 cortado en piezas de 5,10 metros. Instalado sobre anclajes para tejados ondulantes, fijados a la estructura mediante varillas HIT M12 y tacos HY150 Max cada 1150 mm. Material de fijación, e instalación incluido.	25,58	28,14	6.314,17
3		Cableado			
	786	Ml. cable de cobre de 1x4 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo , p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	1,25	1,38	1.080,75
	21	Ml. cable de cobre de 1x16 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo, p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	1,61	1,77	37,19
	28	Ml. cable de cobre de 1x35 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo, p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	4,04	4,44	124,43
	6	Ml. cable de cobre de 1x50 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo, p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	5,81	6,39	38,35
	32	Ml. cable de cobre de 1x70 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo, p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	7,31	8,04	257,31
	48	Ml. cable de cobre de 1x95 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo, p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	10,77	11,85	568,66
	124	Ml. cable de cobre de 1x120 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo, p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	13,76	15,14	1.876,86
4		Regulador de Corriente			
	6	Ud. Regulador Outback Modelo FlexMax 80, colocación sobre pared mediante taco y tornillo tirafondo, caja de derivación y material de conexión. Completamente instalado.	567,00	623,70	3.742,20
5		Inversor Cargador			
	3	Ud. Inversor-cargador de corriente XTH 8000, colocación sobre pared mediante taco y tornillo tirafondo, caja de derivación y material de conexión. Completamente instalado.	3.843,00	4.227,30	12.681,90
6		Caja de conexión			
	6	Caja porta fusibles IP65. Para 11 cadenas.	256,00	281,60	1.689,60
7		Cuadro general			
	1	Cuadro General IP20, con todos los elementos de protección según memoria. ICP, Varistor, Fusibles, Magnetotermicos, e Interruptores automáticos DC y AC.	2.768,00	3.044,80	3.044,80
8		Baterías			
	3	Batería 48V compuesta de 36 Elementos SUN 1110. Soporte Baterías e instalación incluido.	20.346,00	22.380,60	67.141,80
				Total PEM	125.895,62
9		Ingeniería			
		Proyecto y dirección de obra		2,00%	2.517,91
				Total proyecto	128.413,53

8. ESTADO DE MEDICIONES.

Descripción		Un	Partes	Cant	Total
Ml. cable de cobre de 1x120 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo, p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	Caja1-Reg 1	MI	2	34	68
	Caja1-Reg 2	MI	2	28	56
		MI			124
Descripción		Un	Partes	Cant	Total
Ml. cable de cobre de 1x95 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo, p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	Caja1-Reg 3	MI	2	22	44
	DESDE Bateria HASTA INVERSOR/CARGADOR	MI	2	2	4
		MI			48
Descripción		Un	Partes	Cant	Total
Ml. cable de cobre de 1x70 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo, p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	Caja1-Reg 4	MI	2	16	32
		MI			32
Descripción		Un	Partes	Cant	Total
Ml. cable de cobre de 1x50 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo, p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	DESDE EL REGULADOR HASTA EL CG	MI	2	3	6
		MI			6
Descripción		Un	Partes	Cant	Total
Ml. cable de cobre de 1x35 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo, p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	Caja1-Reg 5	MI	2	10	20
	Caja1-Reg 6	MI	2	4	8
		MI			28
Descripción		Un	Partes	Cant	Total
Ml. cable de cobre de 1x16 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo, p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	DESDE EL CG HASTA EL REGULADOR	MI	2	3	6
	DESDE EL INVERSOR/CARGADOR HASTA CGP (Nave)	MI	3	5	15
		MI			21
Descripción		Un	Partes	Cant	Total
Ml. cable de cobre de 1x4 mm2 de sección RVK 0.6/1KV, instalado en tubo , p.p de accesorios de instalación y mano de obra. Completamente instalado.	Rama 1	MI	12	9	108
	Rama 2	MI	12	8	96
	Rama 3	MI	12	7	84
	Rama 4	MI	12	7,5	90
	Rama 5	MI	12	6,5	78
	Rama 6	MI	12	4,5	54
	Rama 7	MI	12	6	72
	Rama 8	MI	12	5	60
	Rama 9	MI	12	4	48
	Rama 10	MI	12	4,5	54
	Rama 11	MI	12	3,5	42
		MI			786

Descripción	Un	Partes	Cant	Total
Ml. Perfil portante Schletter Solo 05 cortado en piezas de 5,10 metros. Instalado sobre anclajes para tejados ondulantes, fijados a la estructura mediante varillas HIT M12 y tacos HY150 Max cada 1150 mm. Material de fijación, e instalación incluido.	Ml	44	5,1	224,4
	Ml			244,4
Descripción	Un	Partes	Cant	Total
Ud. Regulador Outback Modelo FlexMax 80, colocación sobre pared mediante taco y tornillo tirafondo, caja de derivación y material de conexión. Completamente instalado.	Ud	6	1	6
	Ud			6
Descripción	Un	Partes	Cant	Total
Ud. Inversor-cargador de corriente XTH 8000, colocación sobre pared mediante taco y tornillo tirafondo, caja de derivación y material de conexión. Completamente instalado.	Ud	3	1	3
	Ud			3
Descripción	Un	Partes	Cant	Total
Caja porta fusibles IP65. Para 11 cadenas. Completamente instalada.	Ud	6	1	6
	Ud			6
Descripción	Un	Partes	Cant	Total
Cuadro General IP20, con todos los elementos de protección según memoria. ICP, Varistor, Fusibles, Magnetotermicos, e Interruptores automáticos DC y AC. Completamente Instalado.	Ud	1	1	1
	Ud			1
Descripción	Un	Partes	Cant	Total
Batería 48V compuesta de 36 Elementos SUN 1110. Soporte Baterías e instalación incluida.	Ud	3	1	3
	Ud			3

9. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

9.1. Objeto

El R.D. 1627/1997 de 24 de Octubre establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables en obras de construcción.

A efectos de este R.D., la obra proyectada requiere la redacción del presente Estudio Básico de Seguridad y Salud, por cuanto dicha obra, dada su pequeña dimensión y sencillez de ejecución, no se incluye en ninguno de los supuestos contemplados en el art. 4 del R.D. 1627/1997, puesto que:

- El presupuesto de contrata es inferior a 450.000,- Euros.
- No se ha previsto emplear a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- El volumen de mano de obra estimado es inferior a 500 días de trabajo.

De acuerdo con el art. 6 del R.D. 1627/1997, el Estudio Básico de Seguridad y Salud deberá precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra, contemplando la identificación de los Riesgos Laborales evitables y las medidas técnicas precisas para ello, la relación de Riesgos Laborales que no puedan eliminarse especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos y cualquier tipo de actividad a desarrollar en obra.

En el estudio Básico se contemplarán también las previsiones y las informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores, siempre dentro del marco de la Ley 31/1.995 de prevención de Riesgos Laborales.

9.2. Memoria

9.2.1. Datos de la obra

9.2.1.1. Situación de la obra

La obra se realizará en Edificios diseminados 133, municipio de Azuara (Zaragoza).

La previsión de duración de la obra es de 10 días.

El número de trabajadores punta asciende a 6

9.2.1.2. Materiales previstos en la construcción

No está previsto el empleo de materiales peligrosos o tóxicos, ni tampoco elementos o piezas constructivas de peligrosidad desconocida en su puesta en obra, tampoco se prevé el uso de productos tóxicos en el proceso de construcción.

9.2.1.3. Datos del encargante

Nombre: Corzán Serrano SL.

Dirección: C/ Plátano, 9 (Polígono La Ermita). 50690 PEDROLA.

Teléfono: 976 615 025 – 665 925 910

9.2.1.4. Datos del coordinador en materia de seguridad y salud

Nombre: Por determinar

Dirección:

Teléfono:

9.2.2. Análisis y prevención de riesgos en las fases de obra

A la vista del conjunto de documentos del proyecto de la obra, se expondrán en primer lugar los procedimientos y equipos técnicos a utilizar, a continuación, la deducción de riesgos en estos trabajos, las medidas preventivas adecuadas, indicación de las protecciones colectivas necesarias y las protecciones personales exigidas para los trabajadores.

9.2.2.1. Procedimientos y equipos técnicos a utilizar en obra

- Se comienza la obra con la colocación de los anclajes sobre la cubierta que permitirá la fijación de la estructura soporte de los paneles solares.
- Se colocarán, a continuación, los paneles solares sobre la estructura soporte, fijándolos sobre ésta con los herrajes provistos a tal efecto. Se harán las interconexiones eléctricas, entre los paneles, a medida que se fijen a la estructura.
- Montaje de los cuadros de protección e inversor/cargador.
- Montaje del regulador de carga y del subsistema acumulador.
- Cableado del generador fotovoltaico y el cuadro de protecciones CC.

- Cableado entre el cuadro de protecciones CC y el regulador de carga.
- Cableado entre el regulador de carga y el inversor/cargador.
- Cableado entre el subsistema acumulador y el inversor/cargador.
- Montaje y cableado de las tomas de tierra.
- Montaje del cuadro de contadores y protecciones AC.
- Cableado desde el inversor/cargador al cuadro general de protecciones AC.
- Cableado entre el cuadro de protecciones AC y el cuadro de contadores.
- Maquinaria prevista: No se prevé la utilización de maquinaria. Como medios auxiliares, se utilizarán las corrientes.

9.2.2.2. Tipos de riesgos

Analizados los procedimientos y equipos a utilizar en los distintos trabajos de esta edificación, se deducen los siguientes riesgos:

- Caídas de altura, desde la cubierta y desde elementos provisionales de acceso.
- Caídas al mismo nivel.
- Caídas de objetos suspendidos a lo largo de las fachadas.
- Golpes con objetos o útiles de trabajo en todo el proceso de la obra.
- Proyección de partículas durante casi todos los trabajos.
- Electrocuciones en el manejo de herramientas y sobre la red de alimentación eléctrica.
- Esguinces, salpicaduras y pinchazos, a lo largo de toda la obra.
- Realización de la estructura durante la primavera y verano con exposiciones al sol y altas temperaturas.

9.2.2.3. Medidas preventivas

Partiendo de una organización de la obra donde el plan de Seguridad sea conocido lo más ampliamente posible, el encargado de obra realizará las operaciones de su puesta

en práctica y verificación. Para esta obra las medidas preventivas se impondrán según las líneas siguientes:

- Normativa de prevención dirigida y entregada a los operarios de las máquinas y herramientas para su aplicación en todo su funcionamiento.
- Cuidar del cumplimiento de la normativa vigente en el:
 - Manejo de máquinas y herramientas.
 - Movimiento de materiales y cargas.
 - Utilización de los medios auxiliares.
- Mantener los medios auxiliares y las herramientas en buen estado de conservación.
- Señalización de la obra en su generalidad y de acuerdo con la normativa vigente.
- Orden y limpieza en toda la obra.
- Delimitación de las zonas de trabajo y cercado si es necesaria la prevención.
- Medidas específicas.

9.2.2.4. Protecciones colectivas

Las protecciones colectivas necesarias se estudiarán sobre los planos de edificación y en consideración a las partidas de obra en cuanto a los tipos de riesgos indicados anteriormente y a las necesidades de los trabajadores. Las protecciones previstas son:

- Señales varias en la obra de indicación de peligro.
- Se comprobará que todas las máquinas y herramientas disponen de sus protecciones colectivas de acuerdo con la normativa vigente.
- Se organizará y planificará el trabajo de forma que se eviten interferencias entre las distintas tareas.

Todo ello armonizado con las posibilidades y formación de los trabajadores en la prevención de riesgos.

9.2.2.5. Protecciones personales

Las protecciones necesarias para la realización de los trabajos previstos en el proyecto son las siguientes:

- Protección del cuerpo de acuerdo con la climatología mediante ropa de trabajo adecuada.

- Protección del trabajador en su cabeza, extremidades, ojos y contra caídas de altura con los siguientes medios:

- Casco

- Poleas de seguridad.

- Arnéses de seguridad, homologados, con marca CE y norma europea EN 361. Será de obligado uso en altura. Deberá sujetarse siempre, en trabajos de altura, a sistemas fijos de protección (EN 795 clase A), a sistemas de anclaje temporales (EN 795 clase B) con línea de vida (EN 795 clase C). Si estos no existieran deberán crearse antes de empezar la instalación.

- Gafas antipartículas.

- Botas de seguridad.

- Guantes de cuero o goma para manejo de materiales.

- Gafas anti polvo.

9.2.3. Análisis y prevención de riesgos en los medios y en la maquinaria

9.2.3.1. Medios auxiliares

Los medios auxiliares previstos en la realización de la obra son:

- Escaleras de mano.

- Otros medios sencillos de uso corriente.

9.2.3.2. Maquinaria y herramientas

La maquinaria prevista a utilizar en ésta obra es la siguiente:

- Ninguna.

La previsión de utilización de herramientas es:

- Taladro eléctrico.
- Sierra metálica manual.
- Herramientas manuales diversas.

9.2.4. Cálculos de los medios de seguridad

El cálculo de los medios de seguridad se realiza de acuerdo con lo establecido en el R.D. 1627/1997 de 24 de Octubre y partiendo de las experiencias en obras similares. El cálculo de las protecciones personales parte de fórmulas generalmente admitidas como las de SEOPAN, y el cálculo de las protecciones colectivas resultan de la medición de las mismas sobre los planos del proyecto del edificio y los planos de este estudio, las partidas de seguridad y salud, de este estudio básico, están incluidas proporcionalmente en cada partida.

9.2.5. Medicina preventiva y primeros auxilios

9.2.5.1. Medicina preventiva.

Las posibles enfermedades profesionales que puedan originarse en esta obra son las normales que trata la medicina del trabajo y la higiene industrial.

Todo ello se resolverá de acuerdo con los servicios de prevención de empresa quienes ejercerán la dirección y el control de las enfermedades profesionales, tanto en la decisión de utilización de los medios preventivos como la observación médica de los trabajadores.

9.2.5.2. Primeros auxilios.

Para atender a los primeros auxilios existirá un botiquín de urgencia.

Se realizará un listado de los centros médicos a los que deberá trasladarse a los accidentados. Esta lista deberá figurar en un lugar bien visible de la obra y contendrá los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar el rápido traslado de los posibles accidentados.

9.2.6. Formación sobre seguridad

El plan especificará el Programa de Formación de los trabajadores y asegurará que estos conozcan el plan. También con esta función preventiva se establecerá el programa de reuniones del Comité de Seguridad y Salud.

La formación y explicación del Plan de Seguridad será por un técnico de seguridad.

9.3. Pliego de condiciones particulares.

Para la aplicación y la elaboración del Plan de Seguridad y su puesta en obra, se cumplirán las siguientes condiciones:

9.3.1. Normas Generales

- A) Directiva 92/57/CEE de 24 de junio (DO: 26/08/92), Disposiciones mínimas de Seguridad y de Salud que deben aplicarse en las obras de construcción temporales o móviles y su transposición el RD 1627/1997 de 24 de octubre (BOE: 25/10/97).
- B) Ley 31/1995 (B.O.E. 10-11-95). Es la normativa básica sobre prevención de riesgos en el trabajo en base al desarrollo de la correspondiente directiva, los principios de la Constitución y el Estatuto de los Trabajadores. Contiene, operativamente, la base para: servicios de prevención de las empresas; consulta y participación de los trabajadores; responsabilidades y sanciones.
- C) RD. 39/1997 de 17 de enero (BOE: 31/01/97). Reglamento de servicios de prevención modificado por el R.D. 780/1998 de 30 de Abril (BOE: 01/05/98)
- D) R.D. 485/1997, de 14 de Abril, sobre Disposiciones Mínimas en materia de señalización de Seguridad y Salud en el trabajo.
- E) R.D. 486/1997, de 14 de Abril, por el que se establecen las Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en los centros de trabajo.
- F) R.D. 487/1997, de 14 de Abril, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso lumbares, para los trabajadores.
- G) Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo de 9 de Marzo de 1971.
- H) RD. 664/1997 de 12 de mayo (BOE: 24/05/97). Protección de los trabajadores contra riesgos relacionados con la exposición a agentes biológicos durante el trabajo.

- I) RD. 665/1997 de 12 de mayo (BOE: 24/05/97). Protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo.
- J) RD. 773/1997 de 30 de mayo (BOE: 12/06/97). Disposiciones mínimas de seguridad y salud, relativas a la utilización por los trabajadores de protección individual.
- K) RD. 1215/1997 de 18 de julio (BOE: 07/08/97). Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- H) RD. 1435/92 de 27 de noviembre de 1992 (BOE: 11/12/92), reformado por RD. 56/1995 de 20 de enero (BOE: 08/02/95). Disposiciones de aplicación de la directiva 89/392/CEE, relativa a la aproximación de las legislaciones de los estados miembros sobre máquinas.

9.3.2. Régimen de responsabilidades y atribuciones en materia de seguridad e higiene.

El contratista o Constructor principal de la obra quedará obligado a elaborar un plan de seguridad en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen, en función de su propio sistema de ejecución de la obra las previsiones contenidas en estudio citado... (Art.-4.1.)

El plan es, por ello, el documento operativo y que se aplicará de acuerdo con el RD. En la ejecución de esta obra, cumpliendo con los pasos para su aprobación y con los mecanismos instituidos para su control.

Además de implantar en obra el plan de seguridad y salud, es de responsabilidad del Contratista o Constructor la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el plan de seguridad e higiene (Art. 8º.1.)

Las demás responsabilidades y atribuciones dimanarán de:

- Incumplimiento del derecho por el empresario
- Incumplimiento del deber por parte de los trabajadores
- Incumplimiento del deber por parte de los profesionales

De acuerdo con el Reglamento de Servicios de Previsión RD. 39/1997, el contratista o constructor dispondrá de técnicos con atribución y responsabilidad para la adopción de medidas de seguridad e higiene en el trabajo.

9.3.3. Empleo y mantenimiento de los medios y equipos de protección.

9.3.3.1. Características de empleo y conservación de maquinaria.

Se cumplirá lo indicado por el Reglamento de Seguridad en las máquinas, RD. 1495/86, sobre todo en lo que se refiere a las instrucciones de uso, y a la instalación y puesta en servicio, inspecciones y revisiones periódicas, y reglas generales de seguridad.

9.3.3.2. Características de empleo y conservación de útiles y herramientas.

Tanto en el empleo como la conservación de los útiles y herramientas, el encargado de la obra velará por su correcto empleo y conservación, exigiendo a los trabajadores el cumplimiento de las especificaciones emitidas por el fabricante para cada útil o herramienta.

El encargado de obra establecerá un sistema de control de los útiles y herramientas a fin y efecto de que se utilicen con las prescripciones de seguridad específicas para cada una de ellas.

Las herramientas y útiles establecidos en las previsiones de este estudio pertenecen al grupo de herramientas y útiles conocidos y con experiencias en su empleo, debiéndose aplicar las normas generales, de carácter práctico y de general conocimiento, vigentes según los criterios generalmente admitidos.

9.3.3.3. Empleo y conservación de equipos preventivos.

Se considerarán los dos grupos fundamentales:

- Protecciones personales.

Se tendrá preferente atención a los medios de protección personal.

Toda prenda tendrá fijado un período de vida útil desechándose a su término.

Cuando por cualquier circunstancia, sea de trabajo o mala utilización de una prenda de protección personal o equipo se deteriore, éstas se repondrán independientemente de la duración prevista.

Todo elemento de protección personal se ajustará a las normas de homologación del Ministerio de Trabajo y, en caso que no exista la norma de homologación, la calidad exigida será la adecuada a las prestaciones previstas.

- Protecciones colectivas.

El encargado y jefe de obra, son los responsables de velar por la correcta utilización de los elementos de protección colectiva, contando con el asesoramiento y colaboración de los Departamentos de Almacén, Maquinaria, y del propio Servicio de Seguridad de la Empresa Constructora.

Se especificarán algunos datos que habrá que cumplir en esta obra, además de lo indicado en las Normas Oficiales:

- Cables de sujeción de cinturón de seguridad: Los cables y sujeciones previstos tendrán suficiente resistencia para soportar los esfuerzos a que puedan ser sometidos de acuerdo con su función protectora.
- Extintores: Serán de polvo polivalente, revisándose periódicamente.

9.4. Trabajos posteriores.

El apartado 3 del Artículo 6 del Real Decreto 1627/1.997 establece que el Estudio Básico se contemplarán también las previsiones y las informaciones para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

9.4.1. Riesgos más frecuentes.

Analizados los procedimientos y equipos a utilizar en los distintos trabajos de mantenimiento y reparación, se deducen los siguientes riesgos:

- Caídas de altura, desde la cubierta y desde elementos provisionales de acceso.
- Caídas al mismo nivel.
- Caídas de objetos suspendidos a lo largo de las fachadas.
- Golpes con objetos o útiles de trabajo en todo el proceso de mantenimiento.
- Proyección de partículas.
- Electrocuciiones en el manejo de herramientas y sobre la red de alimentación eléctrica.
- Esguinces, salpicaduras y pinchazos.
- Realización del mantenimiento durante la primavera y verano con exposiciones al sol y altas temperaturas.

9.4.2. Protecciones individuales.

Las protecciones necesarias para la realización de los trabajos previstos en el mantenimiento y reparaciones son las siguientes:

- Protección del cuerpo de acuerdo con la climatología mediante ropa de trabajo adecuada.

- Protección del trabajador en su cabeza, extremidades, ojos y contra caídas de altura con los siguientes medios:

- Casco

- Poleas de seguridad.

- Arnéses de seguridad, homologados, con marca CE y norma europea EN 361. Será de obligado uso en altura. Deberá sujetarse siempre, en trabajos de altura, a sistemas fijos de protección (EN 795 clase A), a sistemas de anclaje temporales (EN 795 clase B) con línea de vida (EN 795 clase C). Sí estos no existieran deberán crearse antes de empezar la instalación.

- Gafas antipartículas.

- Guantes de cuero para manejo de materiales.

- Gafas anti polvo.

En Lleida, 07 de septiembre de 2.011

Fdo.: Carlos Olmos de Bonilla

10. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.

10.1. Objeto.

Este documento tiene por objeto establecer las condiciones mínimas que deberá satisfacer la instalación fotovoltaica aislada de red proyectada, en cuanto a equipos que la componen y montaje, con el fin de asegurar su correcta instalación y por consiguiente asegurar los grados de calidad definidos en este proyecto.

En él se indican los criterios generales que serán de aplicación, se describen las fases de ejecución para la correcta instalación y puesta en marcha y se fijan las características técnicas de los materiales a utilizar.

El presente Pliego de Condiciones Técnicas constituye un conjunto de normas de obligado cumplimiento para la empresa instaladora encargada de la ejecución del proyecto.

10.2. Condiciones técnicas.

10.2.1. Generalidades

La instalación deberá ser ejecutada por una empresa instaladora debidamente acreditada por la Administración competente. Todos los materiales utilizados serán de primera calidad y reunirán las condiciones generales exigidas en instalaciones de este tipo, según las disposiciones vigentes referentes a materiales. Así mismo, los equipos a instalar serán de primera calidad e incorporarán todas las protecciones necesarias, debidamente verificadas y garantizadas por los fabricantes, de acuerdo a la actual normativa vigente.

Como regla general, el grado de aislamiento eléctrico mínimo será de tipo Clase I para todos los equipos (paneles fotovoltaicos e inversores) y materiales (conductores, cajas y armarios de conexión) si bien, el cableado del lado de corriente continua será de doble aislamiento.

Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Igualmente, se incluirán todos los elementos de seguridad necesarios para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos.

Todos los materiales susceptibles de ser expuestos a la intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la

humedad. Por ello, todos los equipos expuestos a la intemperie deberán satisfacer un grado de protección mínimo IP 65 y los dispuestos en interior IP 20.

Los equipos electrónicos que conforman la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética así como la de Baja Tensión, recogidas en las directivas 89/336/CEE y 73/23/CEE que deberán ser certificadas por el fabricante.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se encuentra la instalación.

10.2.2. Subsistema de generación

Todos los módulos fotovoltaicos deberán satisfacer las especificaciones previstas en la norma UNE – EN 61215 para módulos de silicio cristalino así como las previstas en la norma UNE – EN 61730 – 1 y 2 sobre seguridad en módulos FV y deberán estar homologados por algún laboratorio oficial reconocido.

Los módulos dispuestos en esta instalación deberán llevar de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante de forma claramente visible así como el número de serie que permita su identificación individual.

Todos los módulos FV empleados deberán ajustarse a las siguientes características técnicas:

- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales.
- Los marcos laterales serán de aluminio preferiblemente o en su defecto de acero inoxidable.
- Deberán asegurar un grado de protección mínimo IP 65.
- Su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante, será rechazado.

- La estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.
- Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

10.2.3. Estructura soporte

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para el posterior montaje de los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

La estructura soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos. Así mismo, los puntos de fijación de módulos serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y la posición relativa, con el fin de evitar que aparezcan flexiones en los módulos FV, superiores a las permitidas por el fabricante.

La estructura soporte de los módulos deberá resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y nieve recogidas en el Documento Básico de Seguridad Estructural Acciones de la Edificación (DB SE – AE) del Código Técnico de la Edificación, cuantificadas en el anexo IV de cálculos del presente proyecto. De igual manera, los pernos destinados a la sujeción de dicha estructura, deberán ser los suficientes en número para satisfacer los estados Límite de Servicio (ELS) y Límite Último (ELU) definidos en el anexo de cálculos. Dichos pernos no podrán tener un diámetro inferior a 8mm.

El montaje de la estructura se realizará para la orientación e inclinación especificadas en la memoria técnica del presente proyecto, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros de la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado de protección de la misma.

Toda la tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable y deberá cumplir la norma MV – 106, si bien, en el caso de que la estructura sea galvanizada, se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombras sobre los módulos.

10.2.4. Subsistema de acumulación (Baterías).

Las baterías de Ni-Cd Sunica.Plus se instalarán sobre bancadas destinadas al almacenaje de estas últimas. Deberán ubicarse en una zona cerrada, seca, limpia y fresca (0°C a +30°C) y en estantes abiertos y bien ventilados. El almacenamiento de una batería llena a temperaturas superiores a +30°C puede ocasionar una pérdida de capacidad, que puede alcanzar un 5% por cada 10°C por encima de +30°C al año.

No deberán almacenarse las baterías en lugares expuestos a la luz solar directa ni donde haga mucho calor.

Las baterías Sunica.Plus se suministran llenas de electrolito y cargadas y pueden almacenarse en estas condiciones durante un máximo de 2 años. No será pues necesaria una carga de puesta en servicio.

Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V).
- Polaridad de los terminales.
- Capacidad nominal (Ah).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80% en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes.

10.2.5. Subsistema de regulación (Regulador).

Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga.

Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de

descarga permitida, que como máximo podrá ser del 80%. La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1%.

- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ a $-5\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo el estado de carga del acumulador. En cualquier caso deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea del generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25% superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

El regulador de carga deberá estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en la CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debe asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (1,92V para 48V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1kW, y del 2% de la tensión nominal (0,96V para 48V de tensión nominal), para sistemas mayores de 1kW.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3% del consumo diario de energía.

Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V).
- Corriente máxima (A).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad de terminales y conexiones.

10.2.6. Inversor/Cargador.

Los inversores serán de onda sinusoidal pura. Se considerará que los inversores son de onda sinusoidal pura si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20% hasta el 100% de la potencia nominal.

Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas o sobredescargas. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el mismo inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

- $V_{NOM} \pm 5\%$, siendo $V_{NOM}=220V_{RMS}$ o $230V_{RMS}$
- $50Hz \pm 2\%$

El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque, sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2% de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5% del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “Stand – by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja sin cargas.

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la siguiente tabla:

Tipo de inversor		Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal	$P_{NOM} \leq 500VA$	>85%	>75%
	$P_{NOM} \geq 500VA$	>90%	>85%
Onda no senoidal		>90%	>85%

Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA).
- Tensión nominal de entrada (V).
- Tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales de salida.
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad y terminales.

10.2.7. Cableado.

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

Los conductores a emplear tendrán la sección y longitud adecuadas especificadas en el apartado 14.2.6.1 Perdidas en el cableado del Anexo II. Potencial solar del presente proyecto.

Para cualquier condición de trabajo, los conductores tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% a la tensión nominal del sistema.

Los positivos y negativos de la parte de continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y debidamente señalizados de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente.

Los cables de corriente continua que discurren por el exterior serán unipolares, flexibles, de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, tipo RV-K 0,6/1Kv, y deberán cumplir con lo establecido en la norma UNE 21 – 123/IEC 502 90.

Los cables de corriente continua y corriente alterna que discurren por el interior serán unipolares, flexibles, de cobre con aislamiento de goma, tipo RV – K 0,6/1kV, y deberán cumplir con lo establecido en la norma UNE – EN 60332 – 1/IEC 60332 – 1, para cumplir con lo establecido en la ITC – BT 30 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

10.2.8. Protecciones y puesta a tierra.

Se instalarán las protecciones especificadas en la memoria del presente proyecto para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos. De igual manera la instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

La instalación constará de una toma de tierra a la que deberá estar conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

10.3. Condiciones montaje de los equipos.

10.3.1. Módulos fotovoltaicos

Se realizará en primer lugar el replanteo de los ganchos de la estructura portante, de acuerdo a lo especificado en el plano PFC-05, Distribución de anclajes. Serán de obligado cumplimiento las acotaciones marcadas en dicho plano.

Una vez replanteados todos los ganchos se comprobará que dicha distribución casa con lo establecido en los planos de proyecto. En el supuesto de que esto no fuera así, el responsable del equipo de instaladores deberá ponerse en contacto con la dirección facultativa para determinar una solución.

La fijación de los ganchos se realizará mediante un perno M12*300 mm, y fijados mediante taco químico, como se observa en el plano PFC-05, Distribución de anclajes.

Instalados los ganchos, se procederá a la instalación de los perfiles portantes Solo 05 de acuerdo a lo establecido en el manual de montaje proporcionado por el fabricante así como en el plano PFC-06, Distribución de perfiles, que serán entregados junto con los planos de ejecución, al responsable del equipo instalador.

Fijada la estructura portante de módulos sobre el tejado, se procederá a la colocación de los paneles fotovoltaicos Canadian Solar CS5A, y se procederá a su interconexión,

Los conductores del generador fotovoltaico discurrirán por la propia estructura y se emplearán bridas como elemento de fijación.

10.3.2. Reguladores de carga

Los reguladores de carga FLEXmax presentan un grado de protección IP20, lo cual indica que no está suficientemente protegido frente a elementos atmosféricos adversos. Deberá ser instalado por tanto en el interior de una caseta o en su defecto en cajas resistentes a la intemperie con un grado de protección IP65.

10.3.2.1. Puesta a tierra

Según las recomendaciones del fabricante las siguientes restricciones son de aplicación:

- El conductor negativo de la batería se debe conectar al sistema de tierra solo en un punto del sistema.
- Si se prevé la instalación de un interruptor/detector de derivación de tierra, el negativo y la tierra de la batería no se deberán unir directamente, sino que se conectarán por medio de este interruptor/detector.
- Todas las conexiones del conductor negativo deberán ser independientes de las conexiones del conductor de tierra.
- El regulador FLEXmax no se debe conectar nunca a tierra en positivo.

10.3.2.2. Requisitos de instalación relativos a la batería y a la CC

- Desconecte todos los interruptores de CC antes de conectar cualquier cable.
- Apriete todas las tuercas de anillo y terminales de tierra del regulador con un par de apriete de 4Nm.
- Mantenga los cable lo más juntos posible (por ejemplo, con una presilla).
- Asegúrese de que los cables pasen por el mismo troquelado y los mismos accesorios del conducto para permitir la anulación de las corrientes inductivas.
- El cableado de cobre utilizado deberá estar homologado para 75°C o más, y su sección deberá ser de 35mm² asegurando así el máximo rendimiento del regulador.
- Se deberán utilizar protecciones contra sobrecargas de corriente aguas arriba y aguas abajo del regulador de carga. Estas protecciones serán las especificadas en la memoria del presente proyecto y en el plano PFC-04 Esquema unifilar.
- El regulador FLEXmax puede resistir hasta 150 VCC. Cualquier voltaje superior a este valor puede ocasionar daños en dicho regulador. Será por tanto de obligado cumplimiento, comprobar el voltaje de la matriz fotovoltaica antes de conectarla al regulador de carga.

10.3.3. Baterías

Las baterías se instalarán en una sala limpia y seca y debidamente ventilada. Se evitara su exposición a la luz solar directa y el calor.

Comprobar que los elementos están correctamente interconectados y con la polaridad correcta. La conexión de la batería a la carga debe realizarse con cables provistos de terminales niquelados.

Las baterías Sunica.Plus 1110 presentan 4 terminales M10.

Los pares de apriete recomendados por el fabricante para las tuercas de los terminales para métrica M10 son: 30 ± 3 N.m.

Las conexiones y los terminales se protegerán contra la corrosión recubriéndolos con una fina capa de aceite anticorrosión.

10.3.4. Inversor/Cargador

El inversor/cargador Xtender, presenta un grado de protección IP20. Deberá ser instalado por tanto al abrigo de cualquier persona no autorizada, así como al abrigo de agua y de polvo en un lugar seco y sin condensación. No deberá estar situado directamente por encima de la batería, ni en un armario con esta.

Ningún material fácilmente inflamable debe estar directamente por debajo o a proximidad inmediata del cargador/inversor.

Las aperturas de ventilación deben quedar permanentemente libres y al menos a 15 cm de todo obstáculo susceptible de alterar la ventilación del equipo.

10.3.4.1. Fijación y montaje

El Xtender es un equipo pesado y debe fijarse contra una superficie capaz de soportar dicha carga.

Se fijará en primer lugar el gancho de fijación entregado con el equipo mediante dos tornillos de diámetro 6-8 mm. Una vez fijado el gancho, se colgará el equipo de este gancho y se fijará definitivamente mediante dos tornillos de diámetro 6-8 mm, en los dos agujeros de fijación situados en la parte baja del chasis.

10.3.4.2. Conexión de la batería lado Xtender

Introducir los prensaestopas entregados sobre el cable de la batería antes de apretar los terminales de crimpar del cable. Apretar los terminales de crimpar de los cables y fijar los prensaestopas sobre el equipo. Repetir el proceso para el segundo cable de batería. Atornillar los cables de batería en las conexiones correspondientes “- Battery” y “+ Battery”. Los tornillos M8 deben apretarse lo mejor posible.

10.3.4.3. Conexión lado batería

Antes de conectar la batería se deberá verificar la tensión y la polaridad de esta mediante un voltímetro. La inversión de polaridad puede dañar gravemente el equipo.

Preparar las baterías para la conexión: terminales de batería adaptados, dispositivos de protección (fusibles), cable en buen estado con terminales de crimpar correctamente apretados.

Se interpondrá un fusible de 300 A a la salida de cada polo. La sección de cable será de 95 mm² y tendrá una longitud máxima de 3m. Si se prevé una distancia mayor esta sección deberá ser sobredimensionada.

10.4.Recepción y pruebas.

El instalador entregará al usuario de la instalación un documento en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación así como las especificaciones técnicas de la misma.

El instalador deberá realizar pruebas en las que deberá comprobar el correcto funcionamiento y puesta en marcha del sistema, así como comprobar las protecciones del sistema y las medidas de seguridad, en especial las del acumulador.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se redactará el Acta de Recepción Provisional de la Instalación. La comprobación del correcto funcionamiento del sistema se hará durante un periodo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema. Transcurrido este periodo dicha Acta deberá ser firmada por ambas partes y cada parte conservará una copia.

10.5.Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.

10.5.1. Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo, con una duración de al menos tres años. Dicho contrato incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

Todas las operaciones de mantenimiento realizadas quedarán debidamente registradas en un libro de mantenimiento.

10.5.2. Programa de mantenimiento

Se definirán en este apartado las condiciones mínimas que deberán seguirse para el correcto mantenimiento de la instalación de energía fotovoltaica aislada de red. De esta forma, se definen dos planes de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación.

En cualquier caso, el mantenimiento de la instalación deberá ser realizado por personal técnico cualificado y siempre bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

10.5.2.1. Plan de mantenimiento preventivo

Contempla las operaciones de inspección visual, la verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de los límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protecciones y durabilidad de

la instalación. Dicho mantenimiento incluirá una visita anual en la que se realizarán como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del correcto funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de los terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversor/cargador: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

En instalaciones con sistema de monitorización instalado, la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos así como el sistema de almacenamiento de datos.

10.5.2.2. Plan de mantenimiento correctivo

Contempla todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Dicho mantenimiento incluye:

- La visita de la instalación en los plazos indicados en las garantías así como cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, formarán parte del precio anual del contrato de mantenimiento. La mano de obra así como las reposiciones de equipos necesarias más allá del periodo de garantía, podrán no estar incluidas.

10.5.3. Garantías

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo a estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones y siempre que se presente el correspondiente certificado de garantía con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

El suministrador garantizará la instalación durante un periodo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra. Quedarán incluidos otros gastos tales como: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante, así como la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si, en un plazo razonable de tiempo, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. En caso de que el suministrador no cumpla con sus obligaciones en dicho plazo, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por si mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

En cualquier caso la garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque solo sea en parte, por personas ajenas al

suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, este deberá comunicárselo al fabricante. En cualquier caso el suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador. El suministrador deberá realizar las reparaciones o reposiciones de las piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales

.

11. CONCLUSIONES.

Gracias a los avances de la técnica y de las economías de escala, la instalación de generadores fotovoltaicos en lugares remotos es cada vez más competitiva frente a los generadores de gasoil.

En el caso que nos ocupa hemos analizado las diferentes tecnologías presentes en el mercado, escogiendo aquellas que mejores resultados técnicos y económicos presentaban.

Pieza clave para la viabilidad económica del proyecto es la duración del sistema de acumuladores de la instalación, para ello es preciso dimensionarlo de tal forma que la profundidad de descarga del mismo esté entorno al 20%. De esta forma obtendremos una duración aproximada de las baterías próxima a los 20 años (7300 ciclos), utilizando baterías de Níquel-Cadmio. Estas baterías presentan una ventaja importante frente a las de plomo, que es su capacidad para soportar descargas de hasta el 80%, situación que se puede producir con alguna frecuencia, teniendo en cuenta la dependencia del recurso solar y su variabilidad.

Las baterías de Níquel Cadmio, son en la actualidad ampliamente utilizadas en lugares remotos por ejemplo en torres de telecomunicación, para reducir el consumo de gasoil, al operar durante menos horas pero a mayor potencia el generador de Gasoil. Así mismo también se reducen los elevados costes de logística que supone hacer llegar el combustible a dichas áreas, y las labores de mantenimiento.

El empleo de inversores cargadores y reguladores de tecnología muy avanzada y demostrada, permite un suministro seguro de energía de calidad, así como, mediante la fijación de ciertos parámetros, asegurarse de que el sistema de acumulación va a ser utilizado de forma eficiente y tendrá la duración requerida.

La instalación de paneles fotovoltaicos es el complemento ideal para los sistemas de acumulación, aumentando todavía más el ahorro, gracias a un coste de producción del kWh alrededor de un 30% del coste de producción del kWh si empleamos un generador de gasoil.

Realizado el estudio de viabilidad del proyecto, la inversión realizada ofrece una tasa interna de retorno del 8,52%, considerando un incremento en los precios de gasoil agrícola de un 4%. El recurso solar blinda a la explotación frente a futuros, y posibles, incrementos elevados de los combustibles fósiles, en ese caso la tasa interna de retorno se elevaría, y el

resultado de la cuenta de explotación no se vería tan afectada, y podría mantener su viabilidad económica y financiera, en la actualidad bastante ajustada.

Por último destacar la reducción del impacto ambiental de la explotación, al verse reducidas las emisiones de CO₂, en aproximadamente 160 Tm al año.

12. BIBLIOGRAFIA.

- [1] TOBAJAS VAZQUEZ, M. CARLOS. “Energía Solar Fovoltaica”. Ed. Cano Pina, S.L.- Ediciones Ceysa, 2005.
- [2] FALK ANTONY, CHRISTIAN DÜRSCHNER Y KARL-HEINZ REMMERS. “Fotovoltaica para Profesionales. Ed. Progensa, Sevilla 2005.
- [3] ALCOR CABRERIZO, E. “Instalaciones Solares Fovoltaicas”. Ed. Progensa, Sevilla 2002.
- [4] MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGIA. Real decreto 842/2002 de 2 de agosto, sobre Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. BOE 224. 18/09/2002
- [5] PARLAMENTO EUROPEO, CONSEJO DE LA UNION. Directiva 2001/77 de 27 septiembre, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. Diario Oficial de las Comunidades Europeas. 27/10/2001.
- [6] MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA. Instrucciones Técnicas Complementarias BT 01 a BT 51. BOE suplemento del nº 224 Fascículos 1 y 2. 18/09/02.
- [7] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. Real decreto 1580/2006, de 22 de diciembre, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos. BOE nº 15. 17/01/07.
- [8] MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA. Real decreto 154/1995, de 3 de febrero, que regula las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados limites de tensión. BOE nº 53. 03/03/1995.
- [9] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE ENERGÍA. IDAE. “Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red”, Rev Octubre 2002. [<http://www.idae.es/doc/pct-c20.pdf>, 24 Abril de 2007].
- [10] AENOR. Norma UNE 21030:2003 “Conductores aislados, cableados en haz, de tensión asignada 0,6/1 kV para lineas de distribución, acometidas y usos análogos”. 30/07/2003
- [11] AENOR. Norma UNE 21123-1/5:2005. “Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV”. 26/01/2005.

- [12] AENOR. Norma UNE-EN-50272-2. "Requisitos de seguridad para las baterías e instalaciones de baterías. Parte 2: Baterías estacionarias". 01/01/2002
- [13] COMISION EUROPEA. PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM. PVGIS.[<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm> 24/04/2006]
- [14] CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ENERGIA SOLAR. "Instalaciones de Energía Solar". Ed. Progensa, Sevilla 2006.
- [15] BANCO DE ESPAÑA. "Boletín de deuda pública".
[\[http://www.bde.es/webbde/es/secciones/informes/banota/b0101.txt\]](http://www.bde.es/webbde/es/secciones/informes/banota/b0101.txt).
- [16] INSTITUTO NACIONAL DE ESTADISTICA. "Datos IPC".
<http://www.ine.es/jaxi/menu.do?type=pcaxis&path=/t25/p138&file=inebase&L=0>
- [17] ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. "Documentation for Emissions of Greenhouse Gases in the United States 2005 DOE/EIA-0638 (2005)". October 2007, Tables 6-1, 6-2, 6-4, and 6-5.

13. ANEXO I. ESTUDIO DE LAS NECESIDADES.

Para el cálculo de las necesidades se ha realizado un inventario de los equipos encontrados en la explotación así como una encuesta sobre los usos y rutinas de trabajo al gerente de la explotación. Los resultados figuran en las tablas 13.1 y 13.2. Los consumos de gasoil obtenidos cuadran con los datos contables facilitados por la propia empresa. Si bien es aconsejable la instalación previa de equipos de medida inteligentes ("Smart Meters") para la comprobación de las necesidades y uso de la energía por franjas horarias en la explotación.

13.1. Relación de equipos empleados y potencia (W) utilizada por horas.

Estudio de Cargas Ene-Jun		Hora Solar																										
Mes	Equipo	Un	W	V	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ene-11	Comederos.	4	500	380											2000								1000					
ene-11	Ventilacion.	12	500	380															1000	1000	2000	2000	2000	2000	1000	1000		
ene-11	Bombas bebederos	2	500	380											250								250					
ene-11	Máquina de Limpiar ACS 215 Carod 215	1	7500	380											2000	2000	2000	2000	2000									
ene-11	Iluminación Fluorescentes.	48	36	230								400	200								200	400	400					
ene-11	Sistemas de paneles de refrigeración por evaporación. Bombas	6	325	230																								
feb-11	Comederos	4	500	380											2000								1000					
feb-11	Ventilacion	12	500	380														1000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	1000	
feb-11	Bombas bebederos	2	500	380											250								250					
feb-11	Máquina de Limpiar ACS 215 Carod 215	1	7500	380											2000	2000	2000	2000	2000									
feb-11	Iluminación Fluorescentes.	48	36	230								400	200								200	400	400					
feb-11	Sistemas de paneles de refrigeración por evaporación. Bombas	6	325	230																								
mar-11	Comederos	4	500	380											2000								1000					
mar-11	Ventilacion	12	500	380													1000	2000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	2000	
mar-11	Bombas bebederos	2	500	380											250								250					
mar-11	Máquina de Limpiar ACS 215 Carod 215	1	7500	380											2000	2000	2000	2000	2000									
mar-11	Iluminación Fluorescentes.	48	36	230								400	200								200	400	400					
mar-11	Sistemas de paneles de refrigeración por evaporación. Bombas	6	325	230																								
abr-11	Comederos	4	500	380												2000								1000				
abr-11	Ventilacion	12	500	380	2000	1000												1000	2000	3000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	3000
abr-11	Bombas bebederos	2	500	380												250								250				
abr-11	Máquina de Limpiar ACS 215 Carod 215	1	7500	380												2000	2000	2000	2000	2000								
abr-11	Iluminación Fluorescentes.	48	36	230									200	200								200	400	400				
abr-11	Sistemas de paneles de refrigeración por evaporación. Bombas	6	325	230																								
may-11	Comederos	4	500	380												2000								1000				
may-11	Ventilacion	12	500	380	3000	2000	1000										1000	2000	3000	4000	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	4000
may-11	Bombas bebederos	2	500	380												250								250				
may-11	Máquina de Limpiar ACS 215 Carod 215	1	7500	380												2000	2000	2000	2000	2000								
may-11	Iluminación Fluorescentes.	48	36	230									200									200	400	400				
may-11	Sistemas de paneles de refrigeración por evaporación. Bombas	6	325	230													325	950	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	950	325	
jun-11	Comederos	4	500	380												2000								1000				
jun-11	Ventilacion	12	500	380	3000	2000	1000										1000	2000	3000	4000	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	4000
jun-11	Bombas bebederos	2	500	380												250								250				
jun-11	Máquina de Limpiar ACS 215 Carod 215	1	7500	380												2000	2000	2000	2000	2000								
jun-11	Iluminación Fluorescentes.	48	36	230																		200	200	400				
jun-11	Sistemas de paneles de refrigeración por evaporación. Bombas	6	325	230													325	950	1450	1950	1950	1950	1950	1950	1500	950	325	

Tabla 13.1. Potencia de los equipos en W utilizada por horas

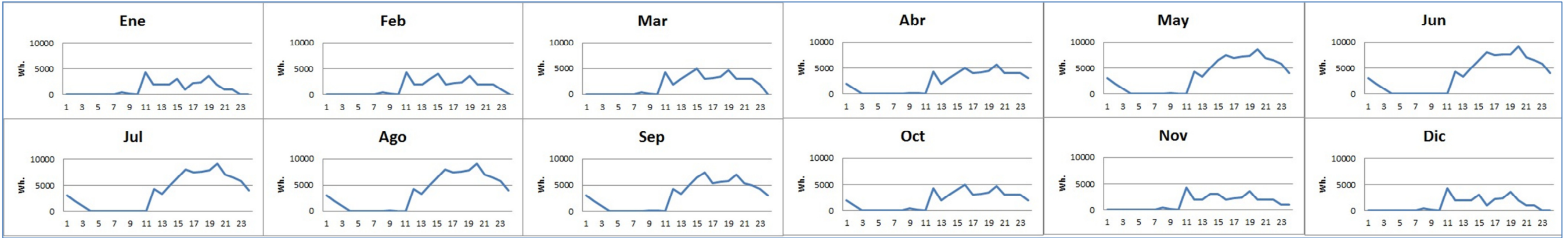
Estudio de Cargas Jul-Dic				Hora Solar																											
jul-11	Comederos	4	500	380												2000									1000						
jul-11	Ventilacion	12	500	380	3000	2000	1000										1000	2000	3000	4000	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	4000		
jul-11	Bombas bebederos	2	500	380												250									250						
jul-11	Máquina de Limpiar ACS 215 Carod 215	1	7500	380												2000	2000	2000	2000	2000											
jul-11	Iluminación Fluorescentes.	48	36	230																		200	400	400							
jul-11	Sistemas de paneles de refrigeración por evaporación. Bombas	6	325	230													325	950	1450	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1500	950	325			
ago-11	Comederos	4	500	380												2000									1000						
ago-11	Ventilacion	12	500	380	3000	2000	1000										1000	2000	3000	4000	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	4000		
ago-11	Bombas bebederos	2	500	380												250									250						
ago-11	Máquina de Limpiar ACS 215 Carod 215	1	7500	380												2000	2000	2000	2000	2000											
ago-11	Iluminación Fluorescentes.	48	36	230										200									200	400	400						
ago-11	Sistemas de paneles de refrigeración por evaporación. Bombas	6	325	230													325	950	1450	1950	1950	1950	1950	1950	1950	1500	950	325			
sep-11	Comederos	4	500	380												2000									1000						
sep-11	Ventilacion	12	500	380	3000	2000	1000										1000	2000	3000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	3000		
sep-11	Bombas bebederos	2	500	380												250									250						
sep-11	Máquina de Limpiar ACS 215 Carod 215	1	7500	380												2000	2000	2000	2000	2000											
sep-11	Iluminación Fluorescentes.	48	36	230										200	200								200	400	400						
sep-11	Sistemas de paneles de refrigeración por evaporación. Bombas	6	325	230													325	950	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	1450	950	325			
oct-11	Comederos	4	500	380												2000									1000						
oct-11	Ventilacion	12	500	380	2000	1000												1000	2000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	2000		
oct-11	Bombas bebederos	2	500	380												250									250						
oct-11	Máquina de Limpiar ACS 215 Carod 215	1	7500	380												2000	2000	2000	2000	2000											
oct-11	Iluminación Fluorescentes.	48	36	230										400	200								200	400	400						
oct-11	Sistemas de paneles de refrigeración por evaporación. Bombas	6	325	230																											
nov-11	Comederos	4	500	380											2000										1000						
nov-11	Ventilacion	12	500	380														1000	1000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	1000	1000		
nov-11	Bombas bebederos	2	500	380											250										250						
nov-11	Máquina de Limpiar ACS 215 Carod 215	1	7500	380											2000	2000	2000	2000	2000												
nov-11	Iluminación Fluorescentes.	48	36	230									400	200								200	400	400							
nov-11	Sistemas de paneles de refrigeración por evaporación. Bombas	6	325	230																											
dic-11	Comederos	4	500	380											2000										1000						
dic-11	Ventilacion	12	500	380															1000	1000	2000	2000	2000	2000	2000	1000	1000				
dic-11	Bombas bebederos	2	500	380											250										250						
dic-11	Máquina de Limpiar ACS 215 Carod 215	1	7500	380											2000	2000	2000	2000	2000												
dic-11	Iluminación Fluorescentes.	48	36	230									400	200									200	400	400						
dic-11	Sistemas de paneles de refrigeración por evaporación. Bombas	6	325	230																											

Tabla 13.2. . Potencia de los equipos en W utilizada por horas.

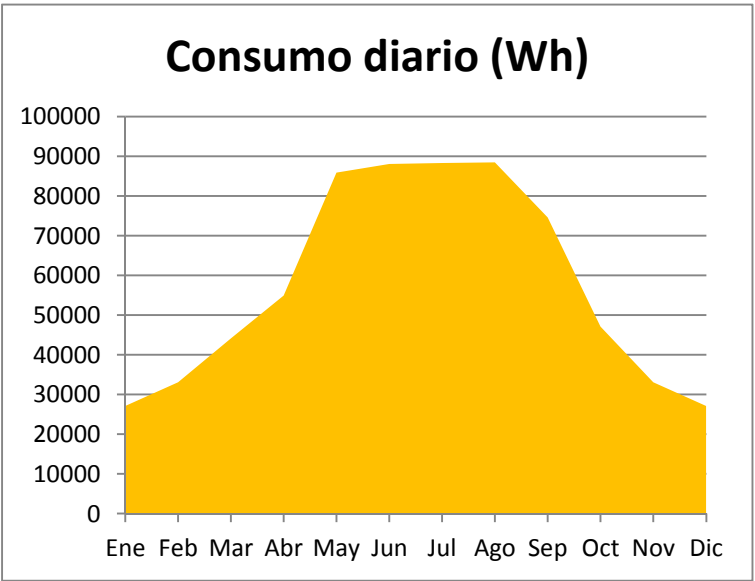
13.2. Consumo de electricidad por hora y mes.

Hora Solar																											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Consumo diario	Consumo mensual	
Ene	0	0	0	0	0	0	0	400	200	0	4250	2000	2000	2000	3000	1000	2200	2400	3650	2000	1000	1000	0	0	27100	840100	Wh
feb	0	0	0	0	0	0	0	400	200	0	4250	2000	2000	3000	4000	2000	2200	2400	3650	2000	2000	2000	1000	0	33100	926800	Wh
Mar	0	0	0	0	0	0	0	400	200	0	4250	2000	3000	4000	5000	3000	3200	3400	4650	3000	3000	3000	2000	0	44100	1367100	Wh
Abr	2000	1000	0	0	0	0	0	0	200	200	0	4250	2000	3000	4000	5000	4000	4200	4400	5650	4000	4000	4000	3000	54900	1647000	Wh
May	3000	2000	1000	0	0	0	0	0	200	0	0	4250	3325	4950	6450	7450	6950	7150	7350	8600	6950	6450	5825	4000	85900	2662900	Wh
Jun	3000	2000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	4250	3325	4950	6450	7950	7450	7650	7650	9100	7000	6450	5825	4000	88050	2641500	Wh
Jul	3000	2000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	4250	3325	4950	6450	7950	7450	7650	7850	9100	7000	6450	5825	4000	88250	2735750	Wh
Ago	3000	2000	1000	0	0	0	0	0	200	0	0	4250	3325	4950	6450	7950	7450	7650	7850	9100	7000	6450	5825	4000	88450	2741950	Wh
Sep	3000	2000	1000	0	0	0	0	0	200	200	0	4250	3325	4950	6450	7450	5450	5650	5850	7100	5450	4950	4325	3000	74600	2238000	Wh
Oct	2000	1000	0	0	0	0	0	0	400	200	0	4250	2000	3000	4000	5000	3000	3200	3400	4650	3000	3000	3000	2000	47100	1460100	Wh
Nov	0	0	0	0	0	0	0	400	200	0	4250	2000	2000	3000	3000	2000	2200	2400	3650	2000	2000	2000	1000	1000	33100	993000	Wh
Dic	0	0	0	0	0	0	0	400	200	0	4250	2000	2000	2000	3000	1000	2200	2400	3650	2000	1000	1000	0	0	27100	840100	Wh
																									Total Anual	21094300	Wh

Tabla 13.3. Consumo de electricidad por hora y mes.



Gráfica 13.1 Consumos por hora y mes.



Gráfica 13.2. Consumo en Wh promedio diario por mes.

14. ANEXO II. POTENCIAL SOLAR

Como base de cálculo del recurso solar disponible tomaremos los datos facilitados por el Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS por sus siglas en inglés) de la Unidad de Energías Renovables del Instituto para la Energía de la Comisión Europea. Para una potencia instalada en la zona de Azuara de 1 kWp con la orientación (120°) e inclinación (15°) de nuestra cubierta los datos de producción son los siguientes.

14.1. Irradiación solar promedio diaria.

PVGIS Estimates of production average daily profiles

Inclination of plane: 15 deg.

Orientation (azimuth) of plane: -60 deg.

	Hora Solar Local	4:52	5:52	6:52	7:52	8:52	9:52	10:52	11:52	12:52	13:52	14:52	15:52	16:52	17:52	18:52
	GMT	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
January	Wh / kWp	0	0	21	174	281	344	366	350	300	221	123	43	0	0	0
February	Wh / kWp	0	0	97	254	358	420	440	423	371	288	184	79	16	0	0
March	Wh / kWp	0	53	247	400	510	573	592	568	507	411	289	153	60	5	0
April	Wh / kWp	0	171	335	465	556	608	621	600	547	465	358	233	114	42	0
May	Wh / kWp	78	255	411	538	626	675	687	665	611	529	422	296	165	87	16
June	Wh / kWp	123	292	451	581	674	726	739	715	658	570	456	325	189	97	32
July	Wh / kWp	94	284	455	597	699	757	771	745	682	585	461	318	174	85	20
August	Wh / kWp	20	200	380	533	645	710	728	703	637	536	406	261	127	55	0
September	Wh / kWp	0	88	285	450	572	643	665	640	570	463	328	181	74	13	0
October	Wh / kWp	0	0	151	310	427	497	520	499	437	342	222	101	29	0	0
November	Wh / kWp	0	0	25	191	297	362	385	369	318	237	137	50	0	0	0
December	Wh / kWp	0	0	0	145	247	306	328	313	267	194	104	29	0	0	0

PVGIS © European Communities, 2001-2010

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

Tabla. 14.1 Irradiación promedio solar diaria

14.2. Producción esperada.

En el sistema fotovoltaico se producen una serie de pérdidas por varios motivos que se enumeran a continuación:

- Rango de potencia del módulo fotovoltaico.
- Efecto de la temperatura.
- Pérdidas por suciedad.
- Pérdidas por inclinación y acimut.
- Degradación fotónica.
- Pérdidas eléctricas.

14.2.1. Pérdidas por dispersión de potencia.

La potencia de todos los módulos no es exactamente la misma y por lo tanto no lo es su intensidad ni su tensión de máxima potencia. El fabricante de los paneles garantiza una potencia de hasta 5 W superior a la potencia marcada en el panel. Por lo tanto estimaremos las posibles pérdidas por dispersión de potencia en un 0%.

14.2.2. Pérdidas por efecto de la temperatura.

La temperatura de los paneles solares afecta principalmente a los valores del voltaje, en concreto el de circuito abierto, aunque también modifica el del punto de máxima potencia. Utilizaremos la fórmula propuesta por el pliego de condiciones del IDAE para calcular la temperatura de los paneles en función de la temperatura ambiente:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc} \cdot (TONC - 20) / 1000 \quad (\text{ec.14.1})$$

siendo:

$T_c(^{\circ}C)$: Temperatura real de trabajo de la célula.

$T_{amb}(^{\circ}C)$: Temperatura ambiente.

$I_{inc}(W / m^2)$: Irradiancia

$TONC(^{\circ}C)$: Temperatura de Operación Normal de la Célula, que es una constante dada por el fabricante, en nuestro caso $45^{\circ}C$, cuando se somete a la célula a una irradiancia de $1000 W / m^2$, a una temperatura ambiente de $25^{\circ}C$.

Para calcular la pérdida por temperatura del panel escogemos la temperatura al mediodía de un día medio de cada mes, según los datos del PVGIS, calculamos la temperatura del panel utilizando la ecuación 14.1 y en las características del panel mostradas en la tabla 6.3 tenemos que la pérdida de potencia en función de la temperatura del panel, por encima o por debajo de los 25°C, es $T_k(P) = -0,45\%/^{\circ}\text{C}$. En la tabla 14.2 vemos los resultados.

Mes	Tª media a las 12:00	Irradiancia a las 12:00	Tª célula a las 12:00	Potencia a 25 °C	Variación de Pot. (-0,45%/°C)
Enero	7,6	361	16,625	185	3,77%
Febrero	9,6	435	20,475	185	2,04%
Marzo	13,8	583	28,375	185	-1,52%
Abril	15,8	613	31,125	185	-2,76%
Mayo	20,2	678	37,15	185	-5,47%
Junio	25,7	730	43,95	185	-8,53%
Julio	27,5	761	46,525	185	-9,69%
Agosto	27,1	719	45,075	185	-9,03%
Septiembre	22,9	656	39,3	185	-6,44%
Octubre	18,3	513	31,125	185	-2,76%
Noviembre	11,3	381	20,825	185	1,88%
Diciembre	7,2	324	15,3	185	4,37%

Tabla 14.2 Pérdidas por temperatura de célula.

14.2.3. Pérdidas por suciedad sobre los módulos

Se acepta que en condiciones normales de mantenimiento, las pérdidas por suciedad sobre los paneles no tienen por qué superar el 1%. Este será el valor que tomaremos.

14.2.4. Pérdidas por inclinación y acimut

Dado que los datos de irradiancia obtenidos en el PVGIS son para la orientación e inclinación de la cubierta, las pérdidas por estos dos conceptos serán del 0%.

14.2.5. Pérdidas por degradación fotónica

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico, y se admite como valor el del 1%.

14.2.6. Pérdidas eléctricas.

Las pérdidas en la instalación eléctrica vendrán dadas, principalmente, por las caídas de tensión en el cableado de corriente continua y en el cableado de corriente alterna, eficiencia del regulador, del inversor y de la carga de las baterías así como por la eficiencia final del inversor.

14.2.6.1. Pérdidas en el cableado.

Los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema. La distribución del cableado y de las cajas de conexión se muestra en el plano PFC-03, Esquema Unifilar de BT.

Calculamos para cada longitud de cable considerada y partiendo de la caída máxima de tensión asignada, la sección mínima inicial del cable, utilizando la fórmula siguiente:

$$\text{Para corriente continua y alterna monofásica} \quad S = 2 \cdot \frac{L \cdot I_{mpp}}{k \cdot U}$$

$$\text{Para corriente trifásica} \quad S = \sqrt{3} \cdot \frac{L \cdot I_{mpp}}{k \cdot U}$$

Una vez hallada la sección mínima se escoge el cable de sección comercial, superior, que interese y finalmente se calcula la caída de tensión real que se obtiene para dicha sección, a partir de las fórmulas siguientes, según sea monofásico ó trifásico:

$$U = 2 \cdot \frac{L \cdot I_{mpp}}{k \cdot S} \qquad U = \sqrt{3} \cdot \frac{L \cdot I_{mpp}}{k \cdot S}$$

Dónde:

S : Sección del cable en mm²

L : Longitud del cable en metros

I_{mpp} : Intensidad en amperios.

K : Conductividad del cable en $\Omega\text{m/mm}^2$. Para el cobre 56 y para el aluminio 28.

U : caída de tensión en el cable en voltios

En la tabla 14.3. Se resumen las longitudes de cables que se utilizarán, sus secciones definitivas y las caídas de tensión para todos ellos expresada en tanto por ciento.

LONGITUD DE LOS CABLES CC DE UNIÓN DE PANELES EN SERIE (Rama de 2 paneles)				Sección (mm ²) (Teórica)	Sección (mm ²) (Comercial)	Caída Tensión (%) con S comercial
Longitud L (en m)				S		
1				0,4	4	0,06%
				Media de Pérdidas		0,06%
I 70 °C (A)				$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{56 \cdot U}$		$U = \frac{2 \cdot L \cdot I}{56 \cdot S}$
U media				5,09		71,6
Caída U				0,60%		0,4
LONGITUD DE LOS CABLES CC DESDE EL FINAL DE RAMA HASTA CAJA TIPO 1				Sección (mm ²) (Teórica)	Sección (mm ²) (Comercial)	Caída Tensión (%) con S comercial
Longitud L (en m)				S		
9,0 Rama 1				3,8	4	0,57%
8,0 Rama 2				3,4	4	0,51%
7,0 Rama 3				3,0	4	0,44%
7,5 Rama 4				3,2	4	0,48%
6,5 Rama 5				2,8	4	0,41%
4,5 Rama 6				1,9	4	0,29%
6,0 Rama 7				2,5	4	0,38%
5,0 Rama 8				2,1	4	0,32%
4,0 Rama 9				1,7	4	0,25%
4,5 Rama 10				1,9	4	0,29%
3,0 Rama 11				1,3	4	0,19%
				Media de Pérdidas		0,38%
Intensidad total por rama de 2 paneles				$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{56 \cdot U}$		$U = \frac{2 \cdot L \cdot I}{56 \cdot S}$
I _{total} (A)				5,09		
U media				71,6		
Caída U				0,60%		0,4
LONGITUD DE LOS CABLES CC DESDE LA CAJA TIPO 1 HASTA CG				Sección (mm ²) (Teórica)	Sección (mm ²) (Comercial)	Caída Tensión (%) con S comercial
Longitud L (en m)				S		
34 Caja1-Reg 1				118,7	120	0,79%
28 Caja1-Reg 2				97,7	120	0,65%
22 Caja1-Reg 3				76,8	95	0,65%
16 Caja1-Reg 4				55,9	70	0,64%
10 Caja1-Reg 5				34,9	35	0,80%
4 Caja1-Reg 6				14,0	35	0,32%
				Media de Pérdidas		0,64%
Intensidad por entrada al Inversor				$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{56 \cdot U}$		$U = \frac{2 \cdot L \cdot I}{56 \cdot S}$
I (A)				55,99		
U media				71,6		
Caída U				0,80%		0,6
LONGITUD DE LOS CABLES CC DESDE EL CG HASTA EL REGULADOR				Sección (mm ²) (Teórica)	Sección (mm ²) (Comercial)	Caída Tensión (%) con S comercial
Longitud L (en m)				S		
3				16,0	16	0,60%
				Media de Pérdidas		0,60%
Intensidad por entrada al Inversor				$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{56 \cdot U}$		$U = \frac{2 \cdot L \cdot I}{56 \cdot S}$
I (A)				64,00		
U media				71,6		
Caída U				0,60%		0,4
LONGITUD DE LOS CABLES CC DESDE EL REGULADOR HASTA EL CG				Sección (mm ²) (Teórica)	Sección (mm ²) (Comercial)	Caída Tensión (%) con S comercial
Longitud L (en m)				S		
3				46,5	50	0,56%
				Media de Pérdidas		0,56%
Intensidad por entrada al Inversor				$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{56 \cdot U}$		$U = \frac{2 \cdot L \cdot I}{56 \cdot S}$
I (A)				125,00		
U media				48,0		
Caída U				0,60%		0,3
LONGITUD DE LOS CABLES CC DESDE Batería HASTA INVERSOR/CARGADOR				Sección (mm ²) (Teórica)	Sección (mm ²) (Comercial)	Caída Tensión (%) con S comercial
Longitud L (en m)				S		
2				74,4	95	0,47%
				Media de Pérdidas		0,47%
I _{Máx} (A)				300,00		
U media				48,0		
Caída U				0,60%		0,3
LONGITUD DE LOS CABLES CA DESDE EL INVERSOR/CARGADOR HASTA CGP (Nave)				Sección (mm ²) (Teórica)	Sección (mm ²) (Comercial)	Caída Tensión (%) con S comercial
Longitud L (en m)				S		
5				7,3	16	0,28%
				Media de Pérdidas		0,28%
I _{Máx} (A)				63,00		
U media				230,0		
Caída U				0,60%		1,4

Tabla 14.3. Sección de cableado y perdidas por cableado.

Las pérdidas en los elementos de unión, diodos, fusibles, etc. son muy pequeñas y las despreciamos.

14.2.6.2. Pérdidas en los equipos.

En la tabla 14.4 podemos observar el resto de pérdidas en los equipos utilizados según las especificaciones de los fabricantes.

Descripción	Pérdidas
Regulador FM80	2,50%
Inversor XTH 8000-48	4%
Batería (Eficiencia en la Carga @ 90% SOC)	10%
Batería (Efecto de la temperatura @ 40°C)	5%
Total Equipos	21,50%

Tabla 14.4. Pérdidas de los equipos.

14.2.7. Resumen de pérdidas, producción diaria esperada y potencia FV necesaria.

En la tabla 14.5 tenemos un resumen de todas las pérdidas consideradas.

	Dispersión de potencia	Temperatura de Célula	Suciedad Módulos	Inclinación y azimut	Degradación fotonica	Cableado	Equipos	Pérdidas totales	Rto. Sistema
ENE	0	-2,75%	1%	0%	1%	3%	21,5%	23,75%	76,25%
FEB	0	-0,81%	1%	0%	1%	3%	21,5%	25,69%	74,31%
MAR	0	3,16%	1%	0%	1%	3%	21,5%	29,66%	70,34%
ABR	0	4,48%	1%	0%	1%	3%	21,5%	30,98%	69,02%
MAY	0	7,37%	1%	0%	1%	3%	21,5%	33,87%	66,13%
JUN	0	10,58%	1%	0%	1%	3%	21,5%	37,08%	62,92%
JUL	0	11,83%	1%	0%	1%	3%	21,5%	38,33%	61,67%
AGO	0	11,06%	1%	0%	1%	3%	21,5%	37,56%	62,44%
SEP	0	8,28%	1%	0%	1%	3%	21,5%	34,78%	65,22%
OCT	0	4,20%	1%	0%	1%	3%	21,5%	30,70%	69,30%
NOV	0	-0,81%	1%	0%	1%	3%	21,5%	25,69%	74,31%
DIC	0	-3,45%	1%	0%	1%	3%	21,5%	23,05%	76,95%

Tabla 14.5. Resumen de pérdidas del sistema.

En la tabla 14.7 podemos observar la producción promedio diaria esperada por horas y total por kWp instalado. La potencia necesaria de generador a instalar para cubrir las necesidades establecidas en la tabla 14.6, será la mayor de las obtenidas al dividir, el consumo promedio diario del mes por la producción promedio diaria del mismo mes. Observamos que el mes más desfavorable por su alto consumo es Agosto.

												Hora Solar																
	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	Consumo promedio diario.			
January	0	0	0	0	0	0	0	400	200	0	4250	2000	2000	2000	3000	1000	2200	2400	3650	2000	1000	1000	0	0	27100			
February	0	0	0	0	0	0	0	400	200	0	4250	2000	2000	3000	4000	2000	2200	2400	3650	2000	2000	2000	1000	0	33100			
March	0	0	0	0	0	0	0	400	200	0	4250	2000	3000	4000	5000	3000	3200	3400	4650	3000	3000	3000	2000	0	44100			
April	2000	1000	0	0	0	0	0	0	200	200	0	4250	2000	3000	4000	5000	4000	4200	4400	5650	4000	4000	4000	3000	54900			
May	3000	2000	1000	0	0	0	0	0	200	0	0	4250	3325	4950	6450	7450	6950	7150	7350	8600	6950	6450	5825	4000	85900			
June	3000	2000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	4250	3325	4950	6450	7950	7450	7650	7650	9100	7000	6450	5825	4000	88050			
July	3000	2000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	4250	3325	4950	6450	7950	7450	7650	7850	9100	7000	6450	5825	4000	88250			
August	3000	2000	1000	0	0	0	0	0	200	0	0	4250	3325	4950	6450	7950	7450	7650	7850	9100	7000	6450	5825	4000	88450			
September	3000	2000	1000	0	0	0	0	0	200	200	0	4250	3325	4950	6450	7450	5450	5650	5850	7100	5450	4950	4325	3000	74600			
October	2000	1000	0	0	0	0	0	0	400	200	0	4250	2000	3000	4000	5000	3000	3200	3400	4650	3000	3000	3000	2000	47100			
November	0	0	0	0	0	0	0	400	200	0	4250	2000	2000	3000	3000	2000	2200	2400	3650	2000	2000	2000	1000	1000	33100			
December	0	0	0	0	0	0	0	400	200	0	4250	2000	2000	2000	3000	1000	2200	2400	3650	2000	1000	1000	0	0	27100			

Tabla 14.6 Consumo promedio diario por día y total (en Wh).

	Hora Solar																									
	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	Producción promedio diaria por kWp.	Potencia pico Necesaria
January						0	0	16	133	214	262	279	267	228	168	94	33	0	0	0					1694	16,00
February						0	0	72	189	266	312	327	314	275	214	136	59	12	0	0					2176	15,21
March						0	37	174	281	359	403	416	400	356	289	203	108	42	4	0					3072	14,35
April						0	118	231	321	384	419	429	414	377	321	247	161	79	29	0					3528	15,56
May						52	168	272	355	414	447	454	439	404	350	279	195	109	58	11					4006	21,44
June						77	184	284	366	424	457	465	450	414	358	287	204	119	61	20					4169	21,12
July						58	175	281	368	431	467	476	460	420	361	284	196	107	52	12					4147	21,28
August						12	125	237	333	402	443	455	439	398	335	254	163	79	34	0					3708	23,85
September						0	57	186	293	373	420	434	417	372	302	214	118	48	8	0					3241	23,02
October						0	0	105	215	296	344	360	346	303	237	154	70	20	0	0					2449	19,23
November						0	0	18	142	221	269	286	274	236	176	102	37	0	0	0					1760	18,81
December						0	0	0	112	190	235	252	241	205	149	80	22	0	0	0					1486	18,23

Tabla 14.7 Producción promedio (por kWp) diaria por hora y total. (en Wh.). Instalación mínima necesaria

$$Potencia\ pico\ necesaria = \frac{Consumo\ promedio\ Diario\ Wh}{Producción\ promedio\ diaria\ \frac{Wh}{kWp}} = \frac{88450}{3708} = 23,85\ kWp$$

							Hora Solar																		
	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	Total
January	0	0	0	0	0	0	0	386	3245	5233	6401	6815	6513	5577	4106	2286	796	0	0	0	0	0	0	0	41357
February	0	0	0	0	0	0	0	1756	4614	6501	7613	7985	7667	6724	5222	3330	1429	295	0	0	0	0	0	0	53135
March	0	0	0	0	0	0	910	4247	6871	8756	9838	10160	9761	8705	7064	4964	2632	1026	90	0	0	0	0	0	75027
April	0	0	0	0	0	0	2874	5638	7837	9375	10243	10467	10104	9211	7837	6030	3923	1917	704	0	0	0	0	0	86161
May	0	0	0	0	0	1260	4114	6637	8679	10109	10904	11094	10730	9862	8538	6806	4772	2656	1405	262	0	0	0	0	97828
June	0	0	0	0	0	1890	4483	6926	8931	10356	11155	11355	10990	10106	8754	7006	4990	2900	1487	484	0	0	0	0	101812
July	0	0	0	0	0	1416	4273	6853	8987	10520	11393	11616	11224	10268	8810	6935	4793	2621	1273	297	0	0	0	0	101279
August	0	0	0	0	0	305	3042	5791	8124	9828	10823	11101	10716	9714	8170	6191	3976	1929	839	0	0	0	0	0	90548
September	0	0	0	0	0	0	1394	4539	7167	9106	10245	10595	10185	9074	7370	5220	2875	1171	207	0	0	0	0	0	79148
October	0	0	0	0	0	0	0	2560	5250	7218	8402	8796	8440	7395	5784	3757	1713	491	0	0	0	0	0	0	59807
November	0	0	0	0	0	0	0	449	3457	5394	6564	6982	6696	5761	4296	2486	898	0	0	0	0	0	0	0	42983
December	0	0	0	0	0	0	0	0	2725	4637	5750	6154	5887	5013	3641	1945	540	0	0	0	0	0	0	0	36292

Tabla 14.8. Producción media diaria por hora de la instalación (24,42 kWp) en Wh.

						Hora Solar																						
	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	Balance Total			
Ene	0	0	0	0	0	0	0	-14	3045	5233	2151	4815	4513	3577	1106	1286	-1404	-2400	-3650	-2000	-1000	-1000	0	0	14257			
FEB	0	0	0	0	0	0	0	1356	4414	6501	3363	5985	5667	3724	1222	1330	-771	-2105	-3650	-2000	-2000	-2000	-1000	0	20035			
MAR	0	0	0	0	0	0	910	3847	6671	8756	5588	8160	6761	4705	2064	1964	-568	-2374	-4560	-3000	-3000	-3000	-2000	0	30927			
ABR	-2000	-1000	0	0	0	0	2874	5638	7637	9175	10243	6217	8104	6211	3837	1030	-77	-2283	-3696	-5650	-4000	-4000	-4000	-3000	31261			
MAY	-3000	-2000	-1000	0	0	1260	4114	6637	8479	10109	10904	6844	7405	4912	2088	-644	-2178	-4494	-5945	-8338	-6950	-6450	-5825	-4000	11928			
JUN	-3000	-2000	-1000	0	0	1890	4483	6926	8931	10356	11155	7105	7665	5156	2304	-944	-2460	-4750	-6163	-8616	-7000	-6450	-5825	-4000	13762			
JUL	-3000	-2000	-1000	0	0	1416	4273	6853	8987	10520	11393	7366	7899	5318	2360	-1015	-2657	-5029	-6577	-8803	-7000	-6450	-5825	-4000	13029			
AGO	-3000	-2000	-1000	0	0	305	3042	5791	7924	9828	10823	6851	7391	4764	1720	-1759	-3474	-5721	-7011	-9100	-7000	-6450	-5825	-4000	2098			
SEP	-3000	-2000	-1000	0	0	0	1394	4539	6967	8906	10245	6345	6860	4124	920	-2230	-2575	-4479	-5643	-7100	-5450	-4950	-4325	-3000	4548			
OCT	-2000	-1000	0	0	0	0	0	2560	4850	7018	8402	4546	6440	4395	1784	-1243	-1287	-2709	-3400	-4650	-3000	-3000	-3000	-2000	12707			
NOV	0	0	0	0	0	0	0	49	3257	5394	2314	4982	4696	2761	1296	486	-1302	-2400	-3650	-2000	-2000	-2000	-1000	-1000	9883			
DIC	0	0	0	0	0	0	0	-400	2525	4637	1500	4154	3887	3013	641	945	-1660	-2400	-3650	-2000	-1000	-1000	0	0	9192			

Tabla 14.9. Balance energético horario (Diferencia entre la producción y el consumo) en Wh.

15. ANEXO III. DIMENSIONAMIENTO DEL SUBSISTEMA DE ACUMULACION.

Para el dimensionamiento de la batería seguiremos las instrucciones facilitadas por el fabricante.

Para empezar calcularemos la capacidad neta, que no es más que la la carga diaria (en Ah por día) del mes más desfavorable (agosto) multiplicado por el número de días de reserva (1 en este caso).

$$C = \frac{88450}{48} \cdot 1 = 1843 \text{ Ah}$$

A continuación ajustamos la capacidad a la capacidad de la batería al final de su vida útil (70% para las baterías de NiCd).

$$C' = \frac{1843}{0,7} = 2632 \text{ Ah}$$

Ajustamos el resultado obtenido por la eficiencia en la carga. Es conveniente usar un voltaje de carga optimizado a la DOD y la temperatura. Con el voltaje optimizado el ajuste debe ser de 0,90. Por otra parte la capacidad de las baterías ha sido definida para temperaturas entre 20 y 25°. Para temperaturas fuera de este rango es necesario usar un factor de corrección, para 35°C el factor de corrección es de 0,97.

$$C'' = \frac{2632}{0,90 \cdot 0,97} = 3014 \text{ Ah}$$

Por último aplicamos un margen de seguridad de un 10%.

$$C_f = 3014 \cdot 1,1 = 3315 \text{ Ah}$$

El modelo de batería escogida será la SUNICA 1110 ($C_{120}=1110 \text{ Ah}$). La bancada estará compuesta por 108 Vasos de 1,33 V. En la tabla 15.1 podemos observar la profundidad de descarga a la que se someterá la batería.

15.1.1. Cálculo de la ventilación necesaria

Los cálculos del caudal de ventilación necesario se han calculado conforme a lo establecido en la Norma EN 50272 – 2:2001, Requisitos de seguridad para las baterías e

instalaciones de baterías, según lo dispuesto en su apartado 8, Previsiones contra el peligro de explosión.

El objetivo es ventilar el lugar previsto para la instalación de un conjunto de baterías consiguiendo mantener la concentración de hidrógeno por debajo del Límite Inferior de Explosión (LEL) que es del 4% en volumen.

El valor mínimo de la corriente de aire para la ventilación, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Q = v \times q \times s \times n \times I_{gas} \times C_{rt} \times 10^{-3} \quad [m^3 / h]$$

Siendo:

Q es la corriente de aire de ventilación en m³/h.

v es la dilución de hidrógeno necesaria: $\frac{(100\% - 4\%)}{4\%} = 24$

q es el hidrógeno generado (0,42 · 10³ m³/Ah).

s factor de seguridad general. Se toma s=5.

n es el número de elementos. En nuestro caso n=36.

I_{gas} es la corriente que produce gas en mA por Ah. Para los elementos de NiCd bajo condiciones de carga flotante, la Norma establece una corriente I_{gas} de 5 mA/Ah.

C_{rt} es la capacidad C₅ de los elementos de NiCd (Ah), U_f = 1,00V/elemento a 20 °C. Según el fabricante, la capacidad C₅, para la batería SUNICA.plus 1110 de NiCd, es de 1024 Ah.

El caudal de ventilación necesario para la instalación será:

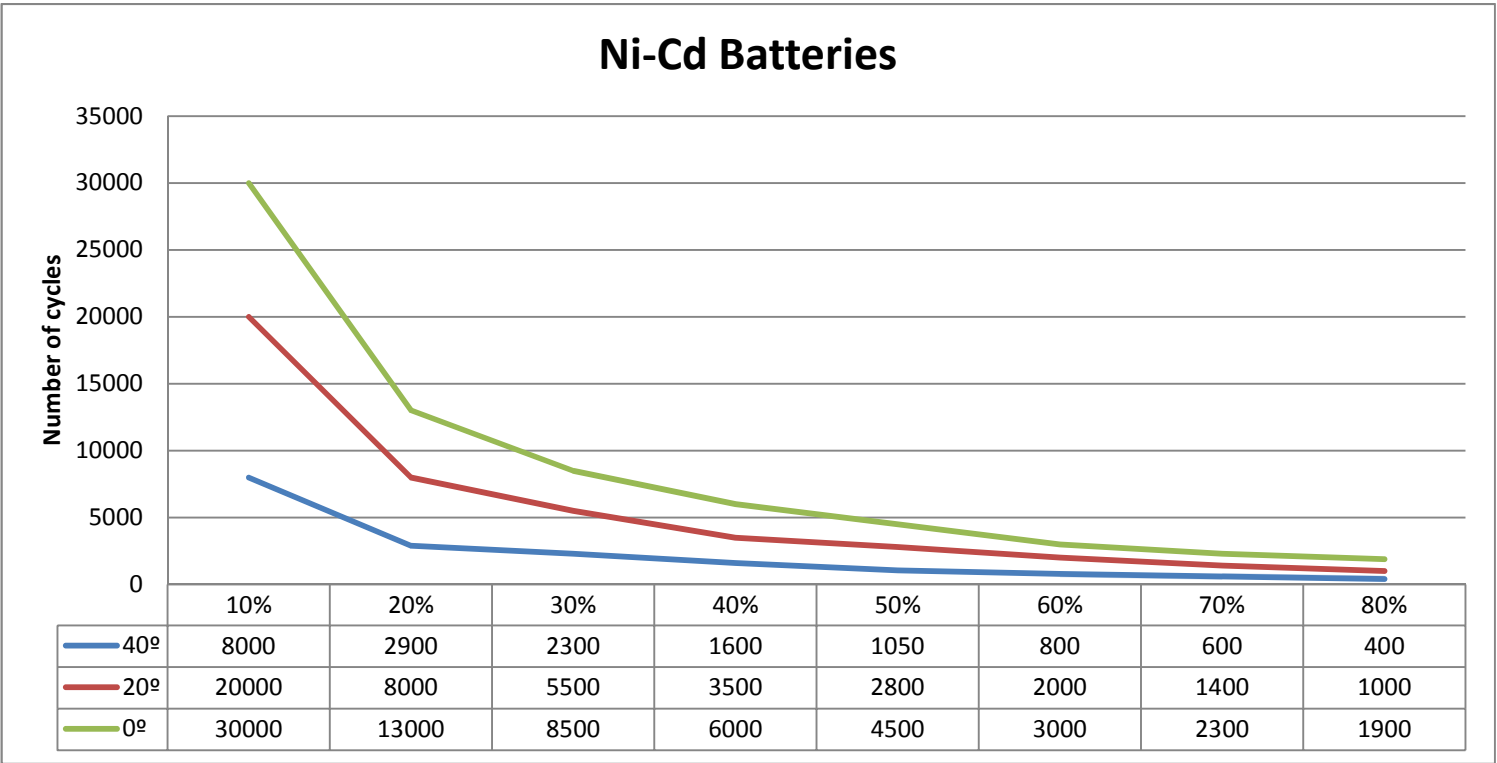
$$Q = 24 \cdot 0,42 \cdot 10^{-3} \cdot 5 \cdot 108 \cdot 5 \cdot 1024 \cdot 10^{-3} = 27,86 \text{ m}^3/h$$

La cantidad de corriente de aires de ventilación deberá ser preferiblemente natural. La sala de baterías necesitará una entrada y una salida de aire con un área libre mínima de apertura igual a:

$$A = 28 \cdot Q = 28 \cdot 27,86 = 781 \text{ cm}^2$$

							Hora Solar																							
	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	DOD diaria					
Ene	-6,3%	-6,3%	-6,3%	-6,3%	-6,3%	-6,3%	-6,3%	-6,3%	-4,4%	-1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,9%	-1,5%	-3,8%	-5,0%	-5,7%	-6,3%	-6,3%	-6,3%	-6,30%				
FEB	-8,5%	-8,5%	-8,5%	-8,5%	-8,5%	-8,5%	-8,5%	-7,6%	-4,9%	-0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,5%	-1,3%	-4,1%	-5,3%	-6,6%	-7,8%	-8,5%	-8,5%	-8,46%				
MAR	-11,2%	-11,2%	-11,2%	-11,2%	-11,2%	-11,2%	-10,7%	-8,2%	-4,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,4%	-1,5%	-4,3%	-6,2%	-8,1%	-10,0%	-11,2%	-11,2%	-11,22%				
ABR	-17,9%	-18,5%	-18,5%	-18,5%	-18,5%	-18,5%	-16,7%	-13,2%	-8,4%	-2,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-1,4%	-3,7%	-7,3%	-9,8%	-12,3%	-14,8%	-16,7%	-18,54%					
MAY	-29,9%	-31,2%	-31,8%	-31,8%	-31,8%	-31,0%	-28,4%	-24,3%	-19,0%	-12,7%	-5,8%	-1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,4%	-1,8%	-4,6%	-8,3%	-13,5%	-17,9%	-21,9%	-25,5%	-28,0%	-31,80%				
JUN	-30,8%	-32,0%	-32,7%	-32,7%	-32,7%	-31,5%	-28,7%	-24,3%	-18,8%	-12,3%	-5,3%	-0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,6%	-2,1%	-5,1%	-9,0%	-14,3%	-18,7%	-22,8%	-26,4%	-28,9%	-32,66%				
JUL	-31,5%	-32,8%	-33,4%	-33,4%	-33,4%	-32,5%	-29,8%	-25,5%	-19,9%	-13,3%	-6,2%	-1,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,6%	-2,3%	-5,4%	-9,6%	-15,1%	-19,4%	-23,5%	-27,1%	-29,6%	-33,38%				
AGO	-33,4%	-34,6%	-35,2%	-35,2%	-35,2%	-35,1%	-33,2%	-29,5%	-24,6%	-18,4%	-11,7%	-7,4%	-2,7%	0,0%	0,0%	0,0%	-1,1%	-3,3%	-6,9%	-11,2%	-16,9%	-21,3%	-25,3%	-29,0%	-31,5%	-35,25%				
SEP	-26,7%	-28,0%	-28,6%	-28,6%	-28,6%	-28,6%	-27,8%	-24,9%	-20,6%	-15,0%	-8,6%	-4,6%	-0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	-1,4%	-3,0%	-5,8%	-9,3%	-13,8%	-17,2%	-20,3%	-23,0%	-24,9%	-28,62%				
OCT	-16,4%	-17,1%	-17,1%	-17,1%	-17,1%	-17,1%	-17,1%	-15,5%	-12,4%	-8,0%	-2,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,8%	-1,6%	-3,3%	-5,4%	-8,3%	-10,2%	-12,1%	-13,9%	-15,2%	-17,07%				
NOV	-9,6%	-9,6%	-9,6%	-9,6%	-9,6%	-9,6%	-9,6%	-9,6%	-7,5%	-4,2%	-2,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,8%	-2,3%	-4,6%	-5,9%	-7,1%	-8,4%	-9,0%	-9,6%	-9,60%				
DIC	-7,3%	-7,3%	-7,3%	-7,3%	-7,3%	-7,3%	-7,3%	-7,6%	-6,0%	-3,1%	-2,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-1,0%	-2,5%	-4,8%	-6,1%	-6,7%	-7,3%	-7,3%	-7,3%	-7,58%				
																									Promedio	-20,04%				

Tabla 15.1. Profundidad de descarga de la batería. (en %)



Gráfica 15.1. Vida de la batería. (En función de la DOD).

16. ANEXO IV. CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA.

La estructura metálica será de aluminio con herrajes y anclajes. La estructura cumplirá con los requisitos exigidos por el Código Técnico de la Edificación, Documento Básico, Seguridad Estructural, Acciones en la Edificación: DB SE-AE. Cuando se presenten dudas se recurrirá al Euro Código 1.

16.1.1. Acciones sobre la estructura

El DB SE-AE define las acciones que actúan sobre las edificaciones. En nuestro caso, al tratarse de una estructura metálica, las acciones serán las siguientes:

- Acciones permanentes, serán dos:
 - Peso propio de la estructura: $G_1 = 0,01kN / m^2$
 - Peso de los paneles solares: $G_2 = 0,13kN / m^2$
 - $G = G_1 + G_2 = 0,14kN / m^2$
- Acciones variables, serán dos:
 - Cargas de nieve, calculadas según la NORMA UNE EN 1991-1-3:2003
 - Acciones de viento sobre marquesinas, calculadas según NORMA UNE EN 1991-1-4:2005.

16.1.1.1. Cargas de Nieve

Se realizarán los cálculos según lo especificado en el Anexo A, Situaciones de proyecto y disposiciones de las cargas a emplear en diferentes emplazamientos, de la norma UNE EN 1991-1-3:2003.

Según la Tabla A.1 de dicha norma, el cálculo de la carga de nieve para situaciones donde la nieve es la acción accidental será:

$$s = \mu_i \times c_e \times c_t \times c_{est} \times s_k$$

Dónde:

s: Carga de nieve

μ_i : coeficiente de forma. Según el apartado 5.3.2. Cubiertas inclinadas con una sola pendiente, tenemos:

$$\mu_i=0,8 \text{ para } 0^\circ \leq \alpha \leq 30^\circ$$

Siendo α el ángulo de inclinación de los paneles. En nuestro caso es el mismo que la inclinación del tejado y por tanto $\alpha=16^\circ$.

c_e : coeficiente de exposición. Para una topografía normal su valor se define como la unidad.

c_t : coeficiente térmico. En nuestro caso tomaremos este valor igual a la unidad

c_{esl} : coeficiente de cargas excepcionales de nieve cuyo valor recomendado en dicha norma es 2.

s_k : valor característico de la carga de nieve. Definimos su valor a partir del anexo C de la NORMA UNE EN 1991-1-3:2003. Para la zona de la Península Ibérica tenemos:

$$s_k = ((0,190 \times Z) - 0,095) \times \left[1 + \left(\frac{A}{524} \right)^2 \right]$$

Dónde:

A: Altitud del emplazamiento sobre el nivel del mar en metros. En nuestro caso A=594m.

Z: Numero de la zona considerada que obtenemos del mapa propuesto en dicho anexo. En nuestro caso tenemos que Z=2.

Los resultados para la carga de nieve obtenida se muestran a continuación:

A (en m)	Z	μ_i	s_k	c_{esl}	c_e	c_t
594	2	0,8	0,65	2	1	1
Carga de nieve s (en kN/m^2)					1,04	

16.1.1.2. Acciones de viento

La respuesta de la estructura se calculará de acuerdo con lo especificado en el capítulo 5, Acciones de viento de la NORMA UNE EN 1991-1-4:2005.

Según el apartado 5.3. Fuerzas del Viento estas deberían determinarse para una estructura completa o un componente estructural, calculando las fuerzas por medio de los coeficientes de forma.

La fuerza del viento F_w que actúa sobre una estructura o un elemento estructural se determinará mediante la expresión:

$$F_w = c_s c_d \cdot c_f \cdot q_p(z_e) \cdot A_{ref}$$

Dónde:

$c_s c_d$: Factor estructural. Para edificaciones con altura inferior a 15m este factor se puede tomar 1.

c_f : Coeficiente de fuerza para el elemento estructural. Determinamos este valor a partir de la tabla 7.6. Valores de $c_{p,net}$ y c_f para marquesinas a un agua. En nuestro caso al tratarse de una marquesina auto portante libre con un grado de bloqueo $\rho=0$ y ángulo de inclinación de 16° , el valor de los coeficientes de fuerza serán: **$c_f=-1,14$** (succión) y **$c_f=0,72$** (presión).

$q_p(z_e)$: es la presión correspondiente a la velocidad de pico a la altura de referencia z_e . Esta altura será la definida entre el suelo y el punto más elevado de la estructura.

Se define la presión de pico como:

$$q_p(z_e) = \left[1 + (7 \cdot I_v(z_e)) \right] \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_m^2(z_e) = c_e(z_e) \cdot q_b = 0,93 \text{ kN} / \text{m}^2$$

Dónde:

$c_e(z_e)$: Coeficiente de exposición que depende de la categoría de terreno y de la altura de referencia, cuyo valor es:

$$c_e(z_e) = F \cdot (F + 7 \cdot k) = 2,04$$

Siendo:

$$F = k \cdot \ln(\max(z_e, Z)/L)$$

k , L , Z : parámetros característicos de cada tipo de entorno. En nuestro caso y según se define en el DB SE AE en la tabla D.2. Coeficientes para tipo de entorno, categoría III, zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas, su valor será:

$$k = 0,19 \quad L(m) = 0,05 \quad Z(m) = 2,0$$

z_e : Altura de referencia.

q_b : Presión básica del viento cuyo valor es:

$$q_b = 0,5 \cdot \rho \cdot v^2 = 455,625 \text{ N / m}^2$$

Siendo:

$$\rho = 1,25 \text{ kg / m}^3 \text{ (Densidad del aire a } 21^\circ\text{C)}$$

$$v = 27 \text{ m / s (Velocidad del viento en la Zona B, Anexo D del DB SE-AE)}$$

$I_v(z_e)$: Intensidad de la turbulencia a una altura z definida como el cociente entre la desviación típica de la turbulencia y la velocidad media del viento.

La presión total debida a las acciones del viento será:

$$q_{total}(presión) = c_{f+} \cdot q_p(z_e) = 0,67 \text{ kN / m}^2 \quad (W+)$$

$$q_{total}(succión) = c_{f-} \cdot q_p(z_e) = -1,06 \text{ kN / m}^2 \quad (W-)$$

En los planos PFC-05 y PFC-06 se muestran las estructuras propuestas así como la distribución de los anclajes y la perfilería empleada.

16.1.2. Fijaciones y anclajes

La estructura de aluminio se soportará por medio de placas de aluminio que estarán sujetas a las correas, formadas por vigas de hormigón en T (T-18), por pernos con taco químico. Los pernos deberán soportar los esfuerzos producidos, en cualquiera de las direcciones. Las combinaciones, más desfavorables, de carga propia (G), y acciones de nieve (S) y viento (W), son las escogidas para calcular las reacciones en los anclajes a la cimentación, y son las siguientes:

- Para el Estado Límite de Servicio, ELS:
 - LC1: Variable nieve como principal: $1.G + 1.S + 0,6.W(+)$
 - LC2: Variable presión como principal: $1.G + 0,5.S + 1.W(+)$
 - LC3 Variable succión como principal: $1.G + 1.W(-)$

- Para el Estado Límite Ultimo, ULS:

- LC4 Variable nieve como principal: $1,35.G + 1,5.S + 0,9.W(+)$
- LC5 Variable presión como principal: $1,35.G + 0,75.S + 1,5.W(+)$
- LC6 Variable succión como principal: $1.G + 1,5.W(-)$

Se colocará un anclaje cada metro de distancia obteniéndose los resultados expresados en la tabla siguiente para el esfuerzo en cada uno de los anclajes:

	kN/m ²	S=0,77m ²	Estado Límite de Servicio ELS		
		kN	LC1	LC2	LC3
Peso de la estructura G	0,140	0,108	1	1	1
Carga de Nieve S	1,04	0,800	1	0,5	
Acción de viento (W ₊)	0,67	0,513	0,6	1	-
Acción del viento (W ₋)	-1,06	-0,813	-	-	1
			kN	kN	kN
Combinación de cargas			1,22	1,02	-0,71

	kN/m ²	S=0,77m ²	Estado Límite Último ELU		
		kN	LC4	LC5	LC6
Peso de la estructura G	0,140	0,108	1,35	1,35	1
Carga de Nieve S	1,04	0,800	1,5	0,75	
Acción de viento (W ₊)	0,67	0,513	0,9	1,5	-
Acción del viento (W ₋)	-1,06	-0,813	-	-	1,5
			kN	kN	kN
Combinación de cargas			1,81	1,52	-1,11

Se escogerá un perno M12 x 220 mm sobre taco químico acrílico, tipo Hilti ó similar. Se recomienda el sistema de inyección dos componentes Hilti HIT-HY 150 MAX con pernos HIT-V. Se colocará un perno por cada placa de montaje de aluminio que soporta el perfil portante de módulos.

17. ANEXO V. ESTUDIO VIABILIDAD ECONOMICA.

Para el estudio de la viabilidad económica del proyecto, fijaremos primeramente los parámetros claves, según los datos y fuentes de que disponemos.

17.1. Horas de funcionamiento y consumo del generador. Ahorro estimado.

Del análisis de la tabla 14.6 (Consumo horario diario) extraemos el número de horas diarias que el generador funciona para dar servicio a la explotación y la potencia promedio requerida por hora. Resaltar que según especificaciones de fabricantes de generadores, el consumo por hora para un generador de las características del de la explotación al 25% de su potencia es de 2,3 litros / hora.

Considerando:

- los días con precipitación apreciable (Tabla 17.1., columna 6, fuente AEMET) como los más desfavorables, y con una producción de energía igual a cero.
- la posibilidad de descargar la batería hasta un 80% de su Capacidad Nominal gracias a la tecnología empleada (Ni-Cd).

Obtendremos un ahorro de combustible estimado de 12682 Lts./año, como se observa en la siguiente tabla.

Mes	(1) h/día	(2) días/mes	(3) = (1)*(2) h/mes.	(4) Consumo Lts/h	(5) = (3)*(4) Total consumo actual. Lts	-6 Promedio días precip. Apreciable	(7) Consumo diario promedio Wh	(8) Carga disponible Wh (80% DOD)	(9) = (8)/(7) Días autonomía	(10) = (6)/(2)*(9) Probabilidad de agotar la batería	(11) = (4)*(1-(10)) Ahorro estimado Lts.
Ene	14	31	434	2,3	998	8,25	27100	127872	4,72	0,20%	996
Feb	15	28	420	2,3	966	6,75	33100	127872	3,86	0,40%	962
Mar	15	31	465	2,3	1070	6,65	44100	127872	2,9	1,20%	1057
Abr	15	30	450	2,3	1035	8,05	54900	127872	2,33	4,70%	987
May	17	31	527	2,3	1212	9,1	85900	127872	1,49	16,10%	1017
Jun	16	30	480	2,3	1104	5,95	88050	127872	1,45	9,50%	999
Jul	16	31	496	2,3	1141	3,95	88250	127872	1,45	5,10%	1083
Ago	17	31	527	2,3	1212	3,9	88450	127872	1,45	5,00%	1152
Sep	18	30	540	2,3	1242	5,9	74600	127872	1,71	6,20%	1166
Oct	17	31	527	2,3	1212	8,7	47100	127872	2,71	3,20%	1174
Nov	16	30	480	2,3	1104	8,2	33100	127872	3,86	0,70%	1097
Dic	14	31	434	2,3	998	9,7	27100	127872	4,72	0,40%	994

Tabla 17.1. Consumo de gasoil y ahorro estimado.

17.2. Tasa Inflación, tendencia en los precios del combustible, tasas de interés, coste de capital.

17.2.1. Tasa Inflación

Tomaremos como referencia el promedio del IPC de los últimos años facilitado por el Instituto Nacional de Estadística (Tabla 17.2).

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Promedio
IPC media anual	3,07%	3,09%	3,32%	3,52%	2,80%	4,09%	-0,28%	3,30%	2,86%

Tabla 17.2. IPC media anual. INE

17.2.2. Tendencia de los precios del combustible.

Tomaremos como referencia la pendiente de la recta de regresión de los precios de combustible de los últimos 11 años facilitados por COAGA y que es igual al 4,06% (Tabla 17.3).

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Precios Gasoil €/L	0,304	0,45	0,418	0,402	0,418	0,464	0,603	0,677	0,699	0,881	0,614	0,713

Tabla 17.3. Precios Gasoil. COAGA

En el gráfico (17.1) podemos observar la tendencia de los precios de gasoil en los últimos años.

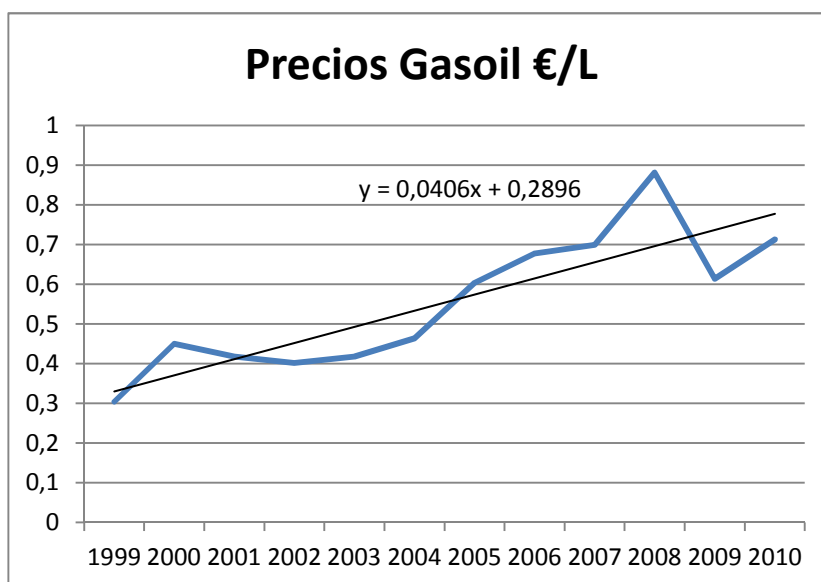


Gráfico 17.1. Precios Gasoleo. COAGA.

17.2.3. Tasa de interés.

Tomaremos como referencia el tipo de interés fijo de los préstamos a 12 años de la línea ICO Inversión Sostenible para Tramo 1 vigente del 12 de septiembre de 2011 al 25 de septiembre de 2011 que era del 6,167 TAE.

17.2.4. Coste de Capital.

Como coste de Capital tomaremos el rendimiento interno medio de los títulos con vencimiento a 20 años de las obligaciones del estado, que es igual al 5,94%. (Tabla 17.4)

BOLETIN DE DEUDA PUBLICA / 23 de septiembre de 2011											
I. OPERACIONES DE COMPRAVENTA SIMPLE AL CONTADO											
1. DEUDA DEL ESTADO											
E M I S I O N			NUMERO	IMPORTE	PRECIO (EX-CUPON)			RENDTO.	ANTERIOR		
			OPERACS	CONTRATADO	MEDIO	MAXIMO	MINIMO	MEDIO	(FECHA)		
(22/09/2011)											
	ES00000121A5	O EST	4.10 30.07.18	2	3,57	96,370	96,656	96,300	4,73	95,690	(21/09/2011)
	ES00000121L2	O EST	4.60 30.07.19	1	2,50	98,108	98,108	98,108	4,89	98,000	(22/09/2011)
	ES00000122T3	O EST	4.85 31.10.20	5	20,13	98,693	98,815	98,600	5,03	97,825	(22/09/2011)
	ES00000123B9	O EST	5.50 30.04.21	13	113,59	102,215	102,300	102,000	5,20	100,858	(22/09/2011)
	ES00000121G2	O EST	4.80 31.01.24	1	5,00	93,695	93,695	93,695	5,51	92,000	(21/09/2011)
	ES00000123C7	O EST	5.90 30.07.26	1	29,92	100,600	100,600	100,600	5,84	98,747	(22/09/2011)
	ES0000011868	O EST	6.00 31.01.28	3	3,00	100,600	100,600	100,600	5,94	99,450	(22/09/2011)
	ES0000012411	O EST	5.75 30.07.32	1	6,80	97,700	97,700	97,700	5,94	96,067	(21/09/2011)
	ES0000012932	O EST	4.20 31.01.37	6	17,00	77,513	77,665	77,450	5,94	75,550	(21/09/2011)
	ES00000120N0	O EST	4.90 30.07.40	4	9,33	85,142	85,360	85,000	5,99	83,065	(14/09/2011)

(Tabla 17.4 Boletín de deuda pública. Banco de España)

17.3. Otros parámetros.

Otros parámetros que tendremos en cuenta para el estudio de viabilidad económica se muestran en la siguiente tabla 17.5:

Generador de Gasoil		
Precio Gasoil	0,87	€/Lt
Consumo Lts/hora @25%		
Potencia	2,3	Lts/h
Precio de compra del generador	8750	€
Periodo de amortización	5	Años
Valor residual	875	€
Depreciación anual	20%	
Horas Funcionamiento año	5780	H
Coste Amort.	0,118	€/Lt
Mantenimiento	0,044	€/Lt
Generador Fotovoltaico		
Generador Fotovoltaico		
Precio de compra del generador	118560	€
Periodo de amortización	20	años
Valor residual	0	€
Depreciación anual	5%	
Coste Amortización	5928	€/año
Coste mantenimiento y seguro	1398	€/año

Tabla 17.5. Parámetros

17.4. Cálculo del TIR y del Payback.

En la siguiente tabla 17.6 podemos observar la Tasa Interna de Retorno y el Pay Back de la inversión. Sin apalancamiento financiero.

Aislado de Red										Condiciones de financiación.						Amortización Equipos		
Proyecto:	Corzan Serrano S.L				Precio Gasóleo	€	0,86			IVA financiado	no	Valor Inicial		125.895				
	Tipo	Off-Grid				G. Mantenimiento	€	0,04	Porcentaje	0%	Años		20,0					
Potencia	24,42	KWp			Depreciación	€	0,12	Total Financiación	0	Depreciación anual		6295						
					Coste €/Lt		1,02	Inversión propia	148556	Fiscal								
					Consumo @25%P	Lts/h.	2,30		148556	Tasa Impuesto Sociedades	25%							
					Coste kWh generado por Diesel		0,40			Tasa IVA	18%							
					Performance Ratio		1,2			Intereses	6,17%	Años						
					Seguro y mantenimiento		1486			Duración	12							
					Inflación Gasoil		4,06%			Gastos de apertura	0,00%							
Tasas, Licencias de Construcción, y Gastos Conexión					Tasa Inflación		2,86%			Pago cuota	0 €							
Impuestos										Ahorro mensual	1.080 €							
Tasas y LICO					2,0%	2971,12	€											
Costes de Conexión						0	€											
Deducción tasas de construcción						0												
Total Tasas.																		
					Inflación Gasoil		4,06%											
					Potencia pico Instalada		24420											
					Precio Instalación €/Wp		5,155											
					IVA		0,93											
					Inversion Total (IVA Incluido)			148.555,94										
Año	Total Inversión	Ahorro. Lts gasoil	Coste €/Lt.	Ahorro	Seguro y Mantenimiento	Intereses Préstamo	Impuestos, tasas y gastos apertura	Ahorro anual	Depreciación equipos	Beneficio Bruto	Impuesto Sociedades	Beneficio Neto	Pago Capital	IVA	CashFlow	Tesorería acumulada		
1	148556	12682	1,02	12961	-1486	0	-2971	8504	-6295	2209	-552	1657	0	22661	-117943	-117943		
2		12581	1,06	13379	-1528	0		11851	-6295	5556	-1389	4167	0		10462	-107481		
3		12480	1,11	13811	-1572	0		12239	-6295	5944	-1486	4458	0		10753	-96728		
4		12380	1,15	14257	-1617	0		12640	-6295	6345	-1586	4759	0		11054	-85675		
5		12281	1,20	14717	-1663	0		13054	-6295	6759	-1690	5069	0		11364	-74311		
6		12183	1,25	15192	-1710	0		13481	-6295	7186	-1797	5390	0		11685	-62626		
7		12085	1,30	15682	-1759	0		13923	-6295	7628	-1907	5721	0		12016	-50611		
8		11989	1,35	16188	-1810	0		14378	-6295	8084	-2021	6063	0		12357	-38253		
9		11893	1,41	16711	-1861	0		14849	-6295	8554	-2139	6416	0		12711	-25543		
10		11798	1,46	17250	-1915	0		15335	-6295	9040	-2260	6780	0		13075	-12468		
11		11703	1,52	17807	-1969	0		15837	-6295	9542	-2386	7157	0		13452	984		
12		11610	1,58	18381	-2026	0		16356	-6295	10061	-2515	7546	0		13840	14824		
13		11517	1,65	18975	-2084	0		16891	-6295	10596	-2649	7947	0		14242	29066		
14		11425	1,71	19587	-2143	0		17444	-6295	11149	-2787	8362	0		14656	43723		
15		11333	1,78	20219	-2205	0		18015	-6295	11720	-2930	8790	0		15085	58807		
16		11242	1,86	20872	-2268	0		18604	-6295	12309	-3077	9232	0		15527	74334		
17		11153	1,93	21545	-2333	0		19213	-6295	12918	-3230	9689	0		15983	90317		
18		11063	2,01	22241	-2399	0		19842	-6295	13547	-3387	10160	0		16455	106772		
19		10975	2,09	22959	-2468	0		20491	-6295	14196	-3549	10647	0		16942	123714		
20		10887	2,18	23700	-2538	0		21161	-6295	14866	-3717	11150	0		17445	141159		
Totales		235.258		356.431	-39.354	0	-2.971	314.106		188.211	-47.053	141.159	0		141.159			
															TIR	8,52%		
															PayBack	10,9		

En la siguiente tabla 17.7 la Tasa Interna de Retorno y el Payback de la instalación con un crédito del 80% de la inversión.

Aislado de Red										Condiciones de financiación.			Amortización Equipos			
Proyecto:	Corzan Serrano S.L									IVA financiado		no		Valor Inicial		125.895
	Tipo	Off-Grid									Porcentaje		80%		Años	
Potencia	24,42		KWp							Total Financiación		100716		Depreciación anual		6295
										Inversión propia		47840		Fiscal		
												148556		Tasa Impuesto Sociedades		25%
										Intereses		6,17%		Tasa IVA		18%
										Duración		12				
										Gastos de apertura		0,00%		Años		
										Pago cuota		992 €				
										Ahorro mensual		1.080 €				
										nº de ciclos		7300		Ciclos		

17.5. Cálculo del Valor Actual Neto (VAN).

El Valor Actual Neto, consiste en calcular el valor actual de los flujos de caja futuros si se realiza la inversión o proyecto, al aplicarle una tasa de descuento equivalente a una inversión con el mismo horizonte temporal, y restarle el valor de la inversión. Si el valor es positivo significa que el proyecto genera riqueza para el promotor.

Como tasa de descuento emplearemos el rendimiento interno de las obligaciones del Tesoro a 20 años, que como se ha visto en el punto 17.2.4 es igual a 5,94%.

$$VAN = -V_i + \sum_{n=1}^{20} \frac{CF_n}{(1+k)^n} = -118.437 + \sum_{n=1}^{20} \frac{CF_n}{(1+0,0594)^n}$$

Siendo los flujos de caja los siguientes:

	Sin apalancamiento	Con 80% apalancamiento
K	5,94%	5,94%
Vi	-148556	-47840
CF1	30613	20165
CF2	10462	-72
CF3	10753	128
CF4	11054	332
CF5	11364	541
CF6	11685	755
CF7	12016	973
CF8	12357	1195
CF9	12711	1422
CF10	13075	1654
CF11	13452	1890
CF12	13840	2130
CF13	14242	14242
CF14	14656	14656
CF15	15085	15085
CF16	15527	15527
CF17	15983	15983
CF18	16455	16455
CF19	16942	16942
CF20	17445	17445
VAN	16790	24958

Tabla 17.8 Flujos de caja y VAN

18. ANEXO VI. BALANCE AMBIENTAL.

La tecnología empleada por el generador fotovoltaico no produce ningún tipo de emisión de gases dañinos para el medio ambiente. El uso de sistemas fotovoltaicos puede ayudar a disminuir problemas medioambientales como el del efecto invernadero debido a la emisión de CO₂ o lluvia ácida debida a la emisión de gases SO_x a la atmósfera.

Según la Administración para la información de la energía de los Estados Unidos, la masa de CO₂ emitida para la generación de electricidad por medio de combustibles destilados fósiles es:

1. Carbon Dioxide Emission Factors for Stationary Combustion ¹		
Fuel	Emission Factor	Units
Petroleum Fuels ³		
Middle Distillate Fuels (No. 1, No. 2, No. 4 fuel oil, diesel, home heating oil)	73.15	kg CO ₂ / MMBtu
1 All factors assume 100 percent combustion except those for MSW, which assume 98 percent combustion.		

Tabla18.1. Emisión de gases en generadores estacionarios. U.S Energy Information Administration.

En el gráfico 16.1. Podemos observar el ahorro de emisión de CO₂ frente a la generación de gasoil, producida por la instalación fotovoltaica.

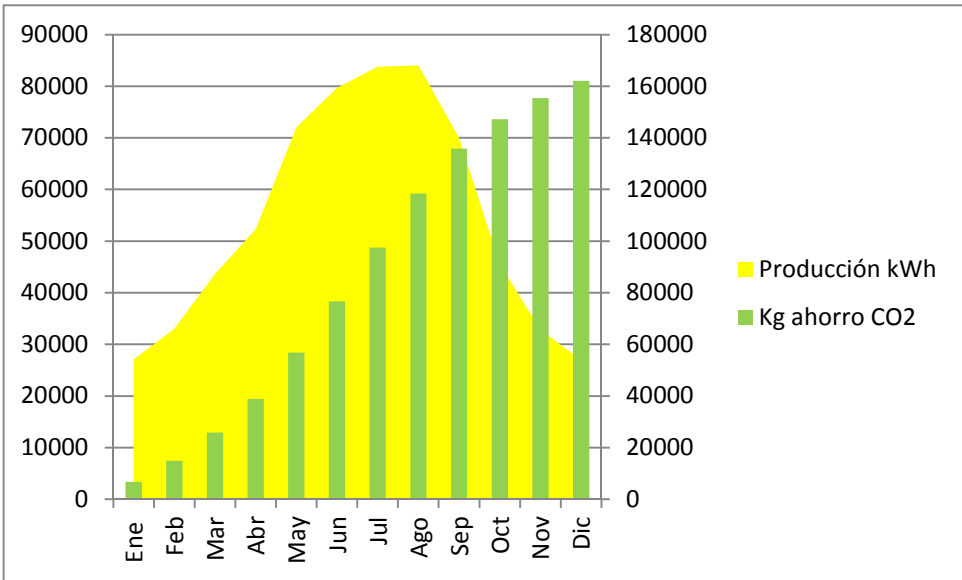


Gráfico 18.1. Reducción emisiones CO₂.

19. ANEXO VII. PLANOS,

El proyecto incluye los siguientes planos.

PFC-01. Situación.

PFC-02. Topográfico.

PFC-03. Planta General.

PFC-04. Esquema unifilar.

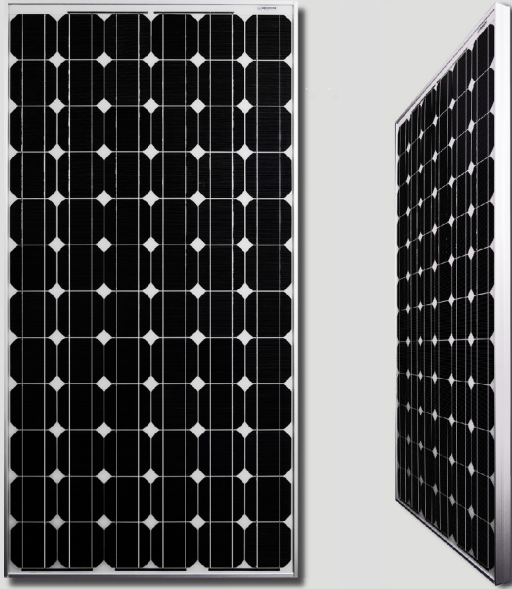
PFC-05. Planta y alzado. Distribución de anclajes.

PFC-06. Planta y alzado. Distribución perfiles.

PFC-07. Planta y alzado. Distribución de paneles.

PFC-08. Planta y alzado. Local de baterías.

20. ANEXO VIII. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS.

**CS5A****170/175/180/185/190/195/200M**

Key Features

- 6 years product warranty (materials and workmanship); 25 years module power output warranty
- Industry leading plus only power tolerance: +5W (+2.5%)
- Strong framed module, passing mechanical load test of 5400Pa to withstand heavier snow load
- The 1st manufacturer in PV industry certified for ISO:TS16949 (The automotive quality management system) in module production since 2003
- ISO17025 qualified manufacturer owned testing lab, fully complying to IEC, TUV, UL testing standards

All-purpose Module

CS5A is a robust all-purpose solar module with 72 solar cells. These modules can be used for on-grid and off-grid solar applications. Our meticulous design and production techniques ensure a high-yield, long-term performance for every module produced. Our rigorous quality control and in-house testing facilities guarantee Canadian Solar's modules meet the highest quality standards possible.

Applications

- On-grid and off-grid residential roof-tops
- On-grid and off-grid commercial/industrial roof-tops
- Rural area applications
- Solar power stations
- Other on-grid and off-grid applications

Quality Certificates

- IEC 61215, IEC61730, UL 1703, CEC Listed, CE
- ISO9001:2008: Standards for quality management systems
- ISO/TS16949:2009: The automotive quality management system
- QC080000 HSPM: The Certification for Hazardous Substances Regulations



CS5A-170/175/180/185/190/195/200M

Electrical Data

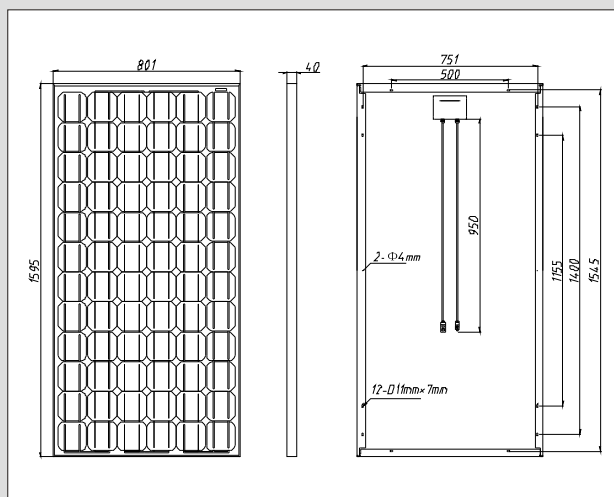
	CS5A-170M	CS5A-175M	CS5A-180M	CS5A-185M	CS5A-190M	CS5A-195M	CS5A-200M
Nominal Maximum Power at STC (P _{max})	170W	175W	180W	185W	190W	195W	200W
Optimum Operating Voltage (V _{mp})	35.6V	35.8V	36.1V	36.4V	36.6V	37.0V	37.4V
Optimum Operating Current (I _{mp})	4.78A	4.89A	4.99A	5.09A	5.19A	5.27A	5.35A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	44.3V	44.4V	44.6V	44.6V	44.8V	45.0V	45.3V
Short Circuit Current (I _{sc})	5.12A	5.23A	5.34A	5.46A	5.52A	5.62A	5.71A
Operating Temperature	-40°C~+85°C						
Maximum System Voltage	1,000V (IEC) /600V (UL)						
Maximum Series Fuse Rating	10A						
Power Tolerance	+5W						
Temperature Coefficient	P _{max}	-0.45%/°C					
	V _{oc}	-0.35 %/°C					
	I _{sc}	0.060 %/°C					
	NOCT	45°C					

Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C

Mechanical Data

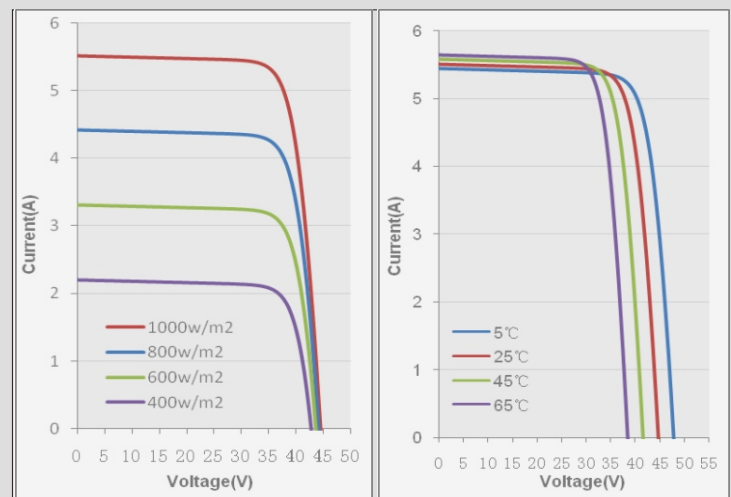
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	72 (6 x 12)
Dimensions	1595 x 801 x 40mm (62.8 x 31.5 x 1.57in)
Weight	15.5kg (34.2 lbs)
Front Cover	Tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
Standard Packaging (Modules per Pallet)	20pcs

Engineering Drawings



*Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice.

I-V Curves (CS5A-190M)



EN-Rev 3.2 Copyright © 2009 Canadian Solar Inc.

About Canadian Solar

Canadian Solar is a vertically-integrated manufacturer of ingots, wafers, cells, solar modules and custom-designed solar power applications. Canadian Solar was founded in Canada in 2001 and was successfully listed on NASDAQ Exchange (symbol: CSIQ) in November 2006.

By the end of 2008, Canadian Solar has a module capacity of over 600MW. With revenue of 709.2 million dollars in 2008, a 134% growth in revenue over 2007, Canadian Solar has become one of the fastest-growing companies in the solar industry.

Headquarters | 650 Riverbend Drive, Suite B
Kitchener, Ontario | Canada N2K3S2
Tel: +1-519-954-2057
Fax: +1-519-954-2597
inquire.ca@canadiansolar.com
www.canadiansolar.com



EC declaration of Conformity

Directive 2006/95/EC (Low Voltage)

We (name of authorized representative of the manufacturer)

Wir (Name des Bevollmächtigten des Herstellers)

Nous (nom du mandataire du fabricant) **Canadian Solar (Deutschland) GmbH**

Address

Anschrift

Adress **Landsberger Str. 94, 80339 München, Germany**

declare under sole responsibility that the product

erklären in alleiniger Verantwortung, dass das Produkt

déclarons sous notre seule responsabilité, que le produit

Type, Model, Article No.

Photovoltaic Modules

Typ, Modell, Artikel-Nr.

Models:

Type, Modèle, No. d'Article

CS5P, CS5A, CS5C, CS5E, CS5F, CS5H

CS6X, CS6P, CS6A, CS6C, CS6D, CS6U, CS6S

fulfils the requirements of the standard

mit den Anforderungen der Normen

satisfait aux exigences des normes

DIN EN 61215 (VDE 0126-31) : 2006-02 ; EN61215 :2005-08

DIN EN 61730-1 (VDE 0126 Teil 30-1) : 2007-10 ; EN 61730-1 : 2007-05

DIN EN 61730-2 (VDE 0126 Teil 30-2) : 2007-10 ; EN 61730-2 : 2007-05

IEC 61215(ed.2) IEC61730-1(ed.1)

IEC61730-2(ed.1)

2006/95/EC

and therefore corresponds to the regulations of the EC-Directives 2006/95/EC.

übereinstimmt und damit den Bestimmungen der EG-Richtlinien 2006/95/EC.

et, ainsi, correspondent aux reglements de la Directive du Conseil 2006/95/EC.

The product was first marked with CE in 2007.

München, Sept 9, 2010

Place and Date of Issue

Ort und Datum der Ausstellung

Lieu et date d'établissement

Yan Zhuang

Managing Director

Certificate

Registration No.: PV 50172247

Page 1

Report No.: 12606102 001

License Holder:

Canadian Solar Inc.

650 Riverbend Drive, Suite B
Kitchener, Ontario, N2K 3S2
Canada

Product:

PV Module

Type: CS5A-xxxM

xxx = 155, 160, 165, 170, 175, 180 or 185

Manufacturing Plant:

Changshu CSI Advanced Solar Inc.

Changsheng Road, Yangyuan
Xinzhuang Industrial Park, Changshu City
Jiangsu Province 215562, P.R. China

Basis:



**IEC 61215:2005
EN 61215:2005**

"Crystalline silicon terrestrial
photovoltaic (PV) modules - Design
qualification and type approval"



Factory Inspection

To document the consistent quality of
the product factory inspections are
performed periodically.



- Periodic inspection
- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730

Remarks:

- The details of the factory inspection are documented in report no. 15035499.
- Mechanical load at 5400 Pa has been performed.


Conditions:

The product test is voluntarily according to technical regulations. Any change of the design, materials, components or processing may require the repetition of some of the qualification tests in order to retain type approval.

The certificate has a validity of 5 years counting from date of issue.



Certification body



Dipl.-Ing. W. Herlitschke

Yokohama, 27 January 2010

TÜV Rheinland Japan Ltd. – Yokohama 222-0033, Japan

Certificate

Registration No.: PV 50172249

Page 1

Report No.: 12606102 002

License Holder:

Canadian Solar Inc.

650 Riverbend Drive, Suite B
Kitchener, Ontario, N2K 3S2
Canada

Product:

PV Module

Type: CS5A-xxxM

xxx = 155, 160, 165, 170, 175, 180 or 185

Manufacturing Plant:

Changshu CSI Advanced Solar Inc.

Changsheng Road, Yangyuan
Xinzhuang Industrial Park, Changshu City
Jiangsu Province 215562, P.R. China

Basis:



IEC 61730-1:2004

IEC 61730-2:2004

EN 61730-1:2007

EN 61730-2:2007

"Photovoltaic (PV) module safety qualification"



Factory Inspection

To document the consistent quality of the product factory inspections are performed periodically.



- Periodic inspection
- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730

Remarks:

- IEC EN 61730 consists of part 1 (Requirements for construction) and part 2 (Requirements for testing).
- The above listed PV modules fulfil the requirements of Application Class A (Safety Class II). They may be used in PV plants at a maximum system voltage (Voc at STC) of up to 1000 VDC.
- The fire test (IEC 61730-2 / MST 23) was not performed.
- The details of the factory inspection are documented in report no. 15035499.

Conditions:

The product test is voluntarily according to technical regulations. Any change of the design, materials, components or processing may require the repetition of some of the qualification tests in order to retain type approval.

The certificate has a validity of 5 years counting from date of issue.



Certification body



Dipl.-Ing. W. Herlitschke

Yokohama, 27 January 2010

TÜV Rheinland Japan Ltd. – Yokohama 222-0033, Japan



FLEXmax™

Controlador de carga con seguidor continuo de punto de máxima potencia.

- Incrementa la producción de su matriz FV un 30%
- Algoritmo avanzado de seguimiento del punto de máxima potencia en tiempo real
- 80 Amps de salida hasta 40°C
- Voltajes de batería de 12 a 60 VCC
- Detección automática de voltaje de batería
- Programable a través de la red de datos OutBack
- Salida auxiliar programable
- 128 días de registro de datos
- Compatible con sistemas de tierra positivo o negativo



El controlador FLEXmax 80 es la última innovación de OutBack Power Systems en reguladores de carga con seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT). El nuevo algoritmo del FLEXmax 80 es a la vez continuo y activo, incrementando la producción energética hasta un 30%. Con un sistema de ventilación mejorado, el FLEXmax 80 mantiene su salida de 80 Amps hasta una temperatura ambiente de 40°C.

Incluye idiomas de programación español e inglés seleccionables en el mismo equipo.



El FLEXmax 80 incorpora todas las ventajas del revolucionario MX60 diseñado por OutBack Power Systems: como el amplio rango de voltajes de batería y capacidad de trabajar con alto voltaje de módulos FV cargando una batería de voltaje reducido. La pantalla retroiluminada y botonera integradas permiten acceso a la información. La comunicación en red con el resto de equipos OutBack Power Systems permite su programación remota a través del controlador programador MATE.

El nuevo FLEXmax 80 es la mejor elección cuando busque un regulador de carga de altas prestaciones, eficiente y adaptable para su sistema de energía solar fotovoltaica.

OutBack
Power Systems™

www.outbackpower.com

Especificaciones FLEXmax

	 FLEXmax[®] 80 - FM80-150VDC	 FLEXmax[®] 60 - FM60-150VDC
Voltajes de batería nominal	12, 24, 36, 48 o 60 VCC (en el mismo equipo - a seleccionar al poner en marcha el equipo)	12, 24, 36, 48 o 60 VCC (en el mismo equipo - a seleccionar al poner en marcha el equipo)
Corriente máxima de salida	80 amperios @ 40°C/104°F con límite de corriente ajustable	60 amperios @ 40°C/104°F con límite de corriente ajustable
Potencia máxima matriz FV	12VCC systems 1250W / 24 VCC systems 2500W / 48 VCC systems 5000W / 60 VCC systems 7500W	12VCC systems 900W / 24 VCC systems 1800W / 48 VCC systems 3600W / 60 VCC systems 4500W
Voltaje circuito abierto matriz FV	150VCC valor máximo en condiciones de baja temperatura / 145VCC para arranque y condiciones máximas de operación	150VCC valor máximo en condiciones de baja temperatura / 145VCC para arranque y condiciones máximas de operación
Consumo en espera	Menor a 1W	Menor a 1W
Eficiencia de conversión de potencia	97,5% @ 80 Amps en sistema de 48 VCC típica	98,1% @ 60 Amps en sistema de 48 VCC típica
Regulación de carga	Cinco estados: carga máxima (bulk), absorción, flotación, silenciosa e igualización	Cinco estados: carga máxima (bulk), absorción, flotación, silenciosa e igualización
Puntos de ajuste de regulación de voltaje	De 10 a 60 VCC, ajustable por el usuario con protección mediante contraseña	De 10 a 60 VCC, ajustable por el usuario con protección mediante contraseña
Voltaje de igualización	Voltaje y temporización programables - Finalización automática.	Voltaje y temporización programables - Finalización automática.
Compensación de temperatura de batería	Automática con RTS opcional (sensor de temperatura remoto) / 5.0 mV por °C por celda de batería de 2 VCC	Automática con RTS opcional (sensor de temperatura remoto) / 5.0 mV por °C por celda de batería de 2 VCC
Capacidad de voltaje reducido	Permite cargar una batería de voltaje inferior con una matriz FV de voltaje superior - Max 150 VCC	Permite cargar una batería de voltaje inferior con una matriz FV de voltaje superior - Max 150 VCC
Salida auxiliar de control	Salida programable de 12VCC disponible para diferentes aplicaciones (máx. 0,2A CC)	Salida programable de 12VCC disponible para diferentes aplicaciones (máx. 0,2A CC)
Pantalla de información	8cm (3,1") Pantalla LCD retroiluminada de 4 líneas y 80 caracteres	8cm (3,1") Pantalla LCD retroiluminada de 4 líneas y 80 caracteres
Pantalla y controlador a distancia	Opcional - MATE o MATE2 con puerto serie RS232 para comunicaciones	Opcional - MATE o MATE2 con puerto serie RS232 para comunicaciones
Conexión red de datos OutBack	Red OutBack de datos mediante conector RJ45 con cable CAT 5e (8 hilos)	Red OutBack de datos mediante conector RJ45 con cable CAT 5e (8 hilos)
Registro de datos	Últimos 128 días - Ah, Wh, W pico, Amps, Voltaje de FV, tiempo en flotación, Voltaje max y min de batería, absorción para cada día además de valores acumulados de Ah y kWh	Últimos 128 días - Ah, Wh, W pico, Amps, Voltaje de FV, tiempo en flotación, Voltaje max y min de batería, absorción para cada día además de valores acumulados de Ah y kWh
Energía eólica/hidráulica	Consultar fabricante para sistemas compatibles	Consultar fabricante para sistemas compatibles
Sistemas positivo a tierra	Precisa interruptor interruptor bipolar para desconectar conductores positivo y negativo en matriz FV y batería. (No se recomienda el uso de HUB4 ni HUB10 en sistemas de positivo a tierra)	Precisa interruptor interruptor bipolar para desconectar conductores positivo y negativo en matriz FV y batería. (No se recomienda el uso de HUB4 ni HUB10 en sistemas de positivo a tierra)
Rango de temperatura de operación	-40°C a +60°C (La potencia de salida se desclasifica a partir de 40°C)	-40°C a +60°C (La potencia de salida se desclasifica a partir de 40°C)
Categoría ambiental	Para instalación en interior	Para instalación en interior
Orificios de conexionado	Uno 35mm (1") posterior; Uno 35mm (1") izquierda; Dos 35mm (1") inferior	Uno 35mm (1") posterior; Uno 35mm (1") izquierda; Dos 35mm (1") inferior
Garantía	5 años	5 años
Peso	Equipo	5,56 Kg. - 12,20 lbs
	Envío	7,10 Kg. - 15,75 lbs
Dimensiones (altoxanchoxprofundo)	Equipo	41,3x14x10 cm. - 16,25 x 5,75 x 4"
	Envío	53 x 27 x 25 cm - 21 x10,5 x 9,75"
Opciones	Sensor de temperatura remoto (RTS), HUB4, HUB10, MATE y MATE2	Sensor de temperatura remoto (RTS), HUB4, HUB10, MATE y MATE2
Idiomas de menu	Español e Inglés en el mismo equipo	Español e Inglés en el mismo equipo

* Especificaciones sujetas a cambio sin previo aviso

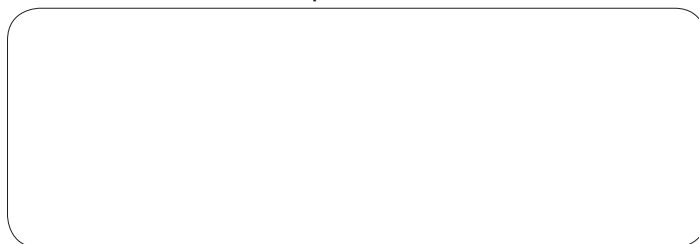
OutBack
Power Systems™

Main Office:
19009 62nd Avenue NE
Arlington, WA 98223 USA
Phone: 360.435.6030
Fax: 360.435.6019

www.outbackpower.com

European Office:
C/ Castelló 17
08330 Sant Boi de Llobregat
BARCELONA, España
Phone: +34.93.654.9568
Fax: +34.93.661.7731

Disponible en:



Gamas Xtender



Modelo	XTM 1500-12		XTM 2000-12		XTM 2400-24		XTM 2600-48		XTH 3000-12		XTM 3500-24		XTM 4000-48		XTH 5000-24		XTH 6000-48		XTH 8000-48											
Inversor (Configuración de fábrica/rango ajustable con RCC-02 o RCC-03)																														
Tensión nominal de batería	12V						24V		48V		12V		24V		48V		24V		48V											
Campo de tensión de entrada	9.5 - 17V						19 - 34V		38 - 68V		9.5 - 17V		19 - 34V		38 - 68V		19 - 34V		38 - 68V											
Potencia continua @ 25°C	1500VA							2000VA			2500VA			3000VA		3500VA		4500VA		5000VA		7000VA								
Potencia 30 min. @ 25°C	1500VA		2000VA			2400VA			2600VA			3000VA		3500VA		4000VA		5000VA		6000VA		8000VA								
Potencia 5 sec. @ 25°C	3.4kVA		4.8kVA		6kVA		6.5kVA		7.5kVA		9kVA		10.5kVA		12kVA		15kVA		21kVA											
Potencia Smart-Boost 30 min. @ 25°C	1500VA		2000VA			2400VA			2600VA			3000VA		3500VA		4000VA		5000VA		6000VA		8000VA								
Carga máxima	Hasta corto circuito																													
Carga asimétrica máxima	Hasta Pcont																													
Detección de carga (stand-by)	2 a 25 W																													
Cos φ	0.1-1																													
Rendimiento máximo	93%				94%			96%		93%			94%		96%		94%		96%											
Consumo OFF/Stand-by/ON	1.2W/1.4W/8W		1.2W/1.4W/10W		1.4W/1.6W/9W		1.8W/2W/10W		1.2W/1.4W/14W		1.4W/1.6W/12W		1.8W/2.1W/14W		1.4W/1.8W/18W		1.8W/2.2W/22W		1.8W/2.4W/30W											
Tensión de salida	Onda sinusoidal 230Vac (+/- 2%) / 190-245Vac (también en versión 120Vac, exceptuando XTH 8000-48)																													
Frecuencia de salida	50Hz / 60Hz (-01) ajustable 45-65Hz +/- 0.05% (controlado por cuarzo)																													
Distorsión armónica	<2%																													
Comportamiento dinámico	0.5 ms (salto de carga 0 a 100%)																													
Protección de sobrecarga y corto circuito	Desconexión automática con 3 intentos de reinicio																													
Protección de sobre temperatura	Alarma antes de corte y reinicio automático																													
Cargador de batería 6 niveles ajustable	: I-U-Uo-Ecualización-Uo(bajo)-U(períodico)																													
Corriente de carga ajustable	0 - 70A			0 - 100A			0 - 55A			0 - 30A			0 - 160A			0 - 90A			0 - 50A			0 - 140A			0 - 100A			0 - 120A		
Ajuste de corriente de entrada	1 - 50A																													
Tensión máxima de entrada	265Vac / 150Vac (-01)																													
Campo de entrada de tensión AC	Nivel de detección ajustable de 150 a 265Vac / 50 a 140Vac (-01)																													
Frecuencia de entrada	45 - 65Hz																													
Corrección de factor de potencia (PFC)	EN 61000-3-2																													
Control de la batería (Configuración de fábrica/rango ajustable con RCC-02 o RCC-03)																														
Fin de absorción	Por tiempo 2 / 0.25 - 10 h o por corriente - / 4 - 30A																													
Tensión de absorción	14.4 / 9.5 - 17V			28.8 / 19 - 34V			57.6 / 38 - 68V			14.4 / 9.5 - 17V			28.8 / 19 - 34V			57.6 / 38 - 68V			28.8 / 19 - 34V			57.6 / 38 - 68V								
Tensión de absorción periódica	- / 9.5 - 17V			- / 19 - 34V			- / 38 - 68V			- / 9.5 - 17V			- / 19 - 34V			- / 38 - 68V			- / 19 - 34V			- / 38 - 68V								
Tensión de flotación (floating)	13.6 / 9.5 - 17V			27.2 / 19 - 34V			54.4 / 38 - 68V			13.6 / 9.5 - 17V			27.2 / 19 - 34V			54.4 / 38 - 68V			27.2 / 19 - 34V			54.4 / 38 - 68V								
Tensión de flotación reducida	- / 9.5 - 17V			- / 19 - 34V			- / 38 - 68V			- / 9.5 - 17V			- / 19 - 34V			- / 38 - 68V			- / 19 - 34V			- / 38 - 68V								
Ecualización	Por número de ciclos (- / 1 - 100) o a intervalos fijos (- / 52 semanas)																													
Fin de ecualización	por tiempo 4 / 0.25 - 10 h o por corriente - / 4 - 30A																													
Tensión de ecualización	- / 9.5 - 17V			- / 19 - 34V			- / 38 - 68V			- / 9.5 - 17V			- / 19 - 34V			- / 38 - 68V			- / 19 - 34V			- / 38 - 68V								
Protección contra descarga excesiva	10.8 / 9.5 - 17V			21.6 / 19 - 34V			43.2 / 38 - 68V			10.8 / 9.5 - 17V			21.6 / 19 - 34V			43.2 / 38 - 68V			21.6 / 19 - 34V			43.2 / 38 - 68V								
Tiempo de flotación reducida	- / 0 - 32 días																													
Tiempo de absorción periódica	- / 0 - 10 horas																													
Compensación de temp. (opcion BTS-01)	-5 / 0 a -8mV/°C/Cell (con opcion BTS-01)																													
Datos generales	XTM 1500-12		XTM 2000-12		XTM 2400-24		XTM 2600-48		XTH 3000-12		XTM 3500-24		XTM 4000-48		XTH 5000-24		XTH 6000-48		XTH 8000-48											
Contactos multifuncionales programables	2 contactos independientes 16A/240Vac, 20 A-24 Vdc / 16A/140Vac (-01) (libres de potencial 3 puntos)																													
Corriente máxima del relé de transferencia	50A																													
Tiempo de transferencia	<15 ms																													
Peso	15 kg		18.5 kg		16.2 kg			34k g			21.2 kg			22.9 kg			40 kg			42 kg		46 kg								
Dimensiones AxaxL [mm]	133x322x466						230x300x500						133x322x466						230x300x500						230x300x500					
Índice de protección	IP20																													
Conformidad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-3, EN 55014, EN 55022, EN 61000-3-2, Dir. 89/336/EEC, LVD 73/23/EEC																													
Rango de temperatura de trabajo	-20 a 55°C																													
Humedad relativa de funcionamiento	95% sin condensación																													
Ventilación	Forzada a partir de 55°C																													
Nivel acústico	<40dB / <45dB (sin/con ventilación)																													
Garantía	2 años																													
Opciones																														
Control remoto RCC-02 o RCC-03	•		•		•			•			•			•			•			•			•							
Cable de comunicación para 3ph y // CAB-RJ45-8-2	•		•		•			•			•			•			•			•			•							
Sensor de temperatura de batería BTS-01 (3 m)	•		•		•			•			•			•			•			•			•							
Módulo de entrada remota RCM-10 (3 m de cable)	•		•		•			•			•			•			•			•			•							

Estos datos pueden cambiar sin preaviso.



STUDER Innotec SA
Rue des Casernes 57
CH - 1950 Sion

Tel. : +41 (0) 27 205 60 80
Fax : +41 (0) 27 205 60 88
E-mail : info@studer-innotec.com
Web : www.studer-innotec.com

Declaration of EC conformity



Manufacturer name: Studer Innotec SA

Address: Rue des Casernes 57, CH - 1950 Sion

Material: Sine wave inverter-charger

Product name: **Xtender Series**

Models number:

XTS 900-12(-01)	XTM 1500-12(-01)	XTH 3000-12(-01)
XTS 1200-24(-01)	XTM 2000-12(-01)	XTH 5000-24(-01)
XTS 1400-48(-01)	XTM 2400-24(-01)	XTH 6000-48(-01)
	XTM 2600-48(-01)	XTH 8000-48(-01)
	XTM 3500-24(-01)	
	XTM 4000-48(-01)	

The devices of the product range above meet the requirements specified in the following EC directives and norms:

Security: **Low voltage directive 2006/95/EC**

- EN 50178:1997
- EN 62040-1:2008

EMC: **EMC directive 2004/108/EC**

- EN 61000-6-2:2005
- EN 61000-6-3:2007
- EN 61000-3-2:2006
- EN 61000-3-12:2005
- EN 62040-2:2006

RoHS: **RoHS directive 2002/95/EC**

Signatory: Roland Studer

Date: 05.05.2011

Baterías de Ni-Cd Sunica.plus

Instrucciones de instalación y operación

Recomendaciones importantes

- Evite en todo momento la presencia de llamas o chispas en las proximidades de las baterías, especialmente durante el proceso de carga.
- Nunca fume mientras realiza alguna operación en la batería.
- Para su protección, utilice guantes de goma, mangas largas y gafas o una careta protectora para evitar el riesgo de salpicaduras.
- El electrolito es perjudicial para la piel y los ojos. En caso de entrar en contacto con la piel o los ojos, lave la zona inmediatamente con abundante agua. Si los ojos se ven afectados, lávelos con un chorro de agua y acuda inmediatamente a un hospital.
- Antes de trabajar con la batería, quítese los anillos, las pulseras, el reloj y cualquier otro objeto que tenga piezas metálicas.
- Utilice herramientas con aislamiento.
- Evite la electricidad estática y tome medidas de protección frente a posibles descargas eléctricas.
- Descargue toda posible electricidad estática de ropas y/o herramientas tocando una pieza conectada a tierra antes de trabajar con la batería.

1. Recepción del envío

Desembale la batería inmediatamente después de la llegada del material. No vuelque el embalaje. Compruebe los embalajes y los elementos para ver si han sufrido daños durante el transporte.

La batería se envía llena y cargada, y está preparada para su uso inmediato.

Hay tapones de transporte debajo de la tapa de cada válvula; retírelos antes del montaje.

La batería nunca debe cargarse con los tapones de transporte de plástico colocados, ya que esto es peligroso y podría ocasionar daños irreversibles.

2. Almacenaje

Almacene la batería en una zona cerrada, seca, limpia y fresca (0°C a +30°C) y en estantes abiertos y bien ventilados.

El almacenamiento de una batería llena a temperaturas por encima de +30°C puede ocasionar una pérdida de capacidad, que puede alcanzar un 5% por cada 10°C por encima de +30°C al año.

No almacene la batería en un lugar expuesto a la luz del sol directa ni donde haga demasiado calor.

Las baterías Sunica.plus se suministran llenas de electrolito y cargadas, y **pueden almacenarse en estas condiciones durante un máximo de 2 años.**

No extraiga nunca el electrolito de los elementos.

- Cuando las baterías se suministren en cajas de cartón, almacénelas sin abrir las cajas.
- Si las cajas son de madera contrachapada, ábralas antes de almacenar las baterías. Debe retirarse la tapa y el material de embalaje que haya encima de los elementos.

3. Instalación

3.1. Ubicación

Instale la batería en una sala limpia y seca. Evite la luz solar directa y el calor. La batería proporcionará sus mejores características y su máxima vida útil con una temperatura ambiente de entre +10°C y +30°C.

3.2. Ventilación

Durante la última parte de la carga, la batería desprende gases (una mezcla de oxígeno e hidrógeno). En carga de flotación normal, el desprendimiento de gases es muy reducido, pero aun así se necesita una cierta ventilación.

Tenga en cuenta que puede haber una normativa especial sobre ventilación vigente en su zona según el tipo de aplicación.

3.3. Montaje

Compruebe que los elementos están correctamente interconectados con la polaridad correcta. La conexión de la batería a la carga debe realizarse con cables provistos de terminales niquelados. Los pares de apriete recomendados para las tuercas de los terminales son los siguientes:

- M 6 = 11 ± 1,1 N.m
- M 8 = 20 ± 2 N.m
- M 10 = 30 ± 3 N.m

Las conexiones y los terminales deben protegerse contra la corrosión recubriéndolos con una fina capa de aceite anticorrosión.

Quite los tapones de transporte de plástico y cierre las válvulas de ventilación.

Si opcionalmente se utiliza un sistema centralizado de rellenado de agua, consulte la correspondiente hoja de instrucciones de instalación y operación.

3.4. Electrolito

Al comprobar los niveles de electrolito, las diferencias de nivel entre los elementos no deben considerarse anormales, puesto que se deben a las diferentes cantidades de gas retenidas en el separador de cada elemento. El nivel debe estar por lo menos a 15 mm por encima de la marca de nivel mínimo y normalmente no es necesario ajustarlo. No rellene antes de la carga inicial.



4. Puesta en servicio

Verificar que los tapones de transporte se retiran y que hay suficiente ventilación durante esta operación.

Es muy importante realizar una buena carga de puesta en servicio. Es preferible la carga a corriente constante.

4.1. Elementos almacenados hasta 6 meses:

Normalmente, no es necesaria una carga de puesta en servicio. Los elementos están preparados para su uso inmediato. Si se necesita que la batería funcione a pleno rendimiento inmediatamente, es recomendable una carga de puesta en servicio como la que se indica en el apartado 4.2.

4.2. Elementos almacenados entre 6 meses y 2 años:

Es necesario realizar una carga de puesta en servicio.

- **Carga a corriente constante:**
16 h a 0,1 C₅ A recomendada (ver Tabla A).

***Nota:** al final de la carga, el voltaje por elemento alcanzará un valor de 1,85 V/elem, por lo que el cargador debe ser capaz de proporcionar dicho voltaje.*

Quando el voltaje máximo de carga del cargador es demasiado bajo para suministrar una carga a corriente constante, dividir la batería en dos partes para que sean cargadas individualmente.

- **Carga a tensión constante:**
1,65 V/elem durante un mínimo de 30 horas con la corriente limitada a 0,1 C₅ A (ver el valor de corriente en la Tabla A).

Si se encuentra en un área remota en la que sólo dispone de un generador fotovoltaico para realizar la carga, conecte la batería al sistema sin carga conectada y sin límite de tensión. A continuación, cargue la batería en unas condiciones de luz solar óptimas. Durante esta operación, los Ah cargados deberán ser equivalentes a aproximadamente 1,6 veces la capacidad nominal. Con el fin de reducir el riesgo de que se derrame electrolito, se recomienda no superar el valor de corriente de carga especificado en la Tabla A.

Baterías de Ni-Cd Sunica.plus

4.3. Electrolito del elemento después de una carga en flotación prolongada:

Comprobar el nivel de electrolito y ajustarlo a la marca superior añadiendo agua destilada o desionizada.

Nota: cuando se requiere que la batería presente todas sus prestaciones durante un ensayo de capacidad, la batería debe cargarse según se indica en la norma CEI 62259 sección 7 (7.1 & 7.2).

5. Carga en servicio

Siempre que la radiación solar sea suficiente, el generador fotovoltaico la convierte en energía eléctrica (corriente continua) a un intervalo predeterminado de tensiones. A diferencia de un sistema conectado a la red eléctrica, la salida de un generador fotovoltaico es variable y, para obtener la máxima eficiencia, se suele emplear algún medio de control de carga.

En general, se utilizan dos técnicas principales para cargar las baterías con un generador fotovoltaico.

En la primera hay una limitación de tensión constante basada en la técnica PWM y, en la segunda, la carga se lleva a cabo con distintos niveles de tensión en la que, mediante un sistema de conmutación, la batería se carga hasta un nivel máximo de tensión preestablecido (umbral de carga rápida o flotación) y, a continuación, cae hasta un nivel de tensión inferior (umbral de reconexión de la batería) para volver después a la tensión máxima preestablecida, y así sucesivamente.

Tensiones de carga recomendadas para una aplicación fotovoltaica típica dimensionada para 5 días o más de tiempo de reserva:

a) caso de limitación de la tensión constante (sistema regulador PWM o similar)

- Flotación = 1,50 V/elemento
- Carga rápida (no obligatorio): 1,65 V/elemento

b) caso de reguladores basados en el principio de conmutación:

- umbral de carga rápida (no obligatorio): 1,65 V/elemento
- umbral de flotación: 1,55 V/elemento
- umbral de reconexión de la batería: 1,45 V/elemento

Tabla A:

Tipo de elemento	Capacidad nominal C ₅ Ah 5 h - 1,00 V	Capacidad nominal C ₁₂₀ Ah 120 h - 1,00 V	Corriente de carga 0,1 C ₅ A	Cantidad máxima de agua que se añadirá en c.c.	Terminal del elemento
SUN ⊕ 45	43	45	4,3	190	M 6
SUN ⊕ 90	85	90	8,5	280	M 8
SUN ⊕ 105	100	105	10	380	M 10
SUN ⊕ 140	128	140	13	380	M 10
SUN ⊕ 185	171	185	17	500	M 10
SUN ⊕ 230	213	230	21	590	M 10
SUN ⊕ 275	256	275	26	700	M 10
SUN ⊕ 320	300	320	30	860	2 x M10
SUN ⊕ 370	341	370	34	1000	2 x M10
SUN ⊕ 415	384	415	38	1100	2 x M10
SUN ⊕ 460	427	460	43	1200	2 x M10
SUN ⊕ 505	469	505	47	1300	2 x M10
SUN ⊕ 555	512	555	51	1400	2 x M10
SUN ⊕ 645	597	645	60	1700	3 x M10
SUN ⊕ 735	682	735	68	1900	3 x M10
SUN ⊕ 830	768	830	77	2100	3 x M10
SUN ⊕ 920	853	920	85	2400	4 x M10
SUN ⊕ 1110	1024	1110	102	2800	4 x M10

Para obtener un tiempo de reserva inferior, los valores se deben aumentar en función de las necesidades de consumo. Consulte con el fabricante.

No se recomienda aplicar una compensación de temperatura a la tensión de carga en áreas de clima cálido. En áreas de clima frío, se recomienda utilizar una compensación de temperatura para aumentar la aceptación de carga. El valor recomendado es: -2,5 mV/°C/elemento a partir de +20°C.

6. Mantenimiento periódico

■ En una aplicación estacionaria correctamente diseñada, la batería Sunica.plus requiere una atención mínima.

No obstante, se recomienda revisar el sistema una vez al año o en cada intervalo de rellenado recomendado para comprobar el buen estado de funcionamiento del sistema de carga, la batería y los componentes electrónicos.

■ Se recomienda realizar las siguientes operaciones durante esta revisión:

- Compruebe visualmente los niveles de electrolito de los elementos para asegurarse de que sean superiores al mínimo y, si es necesario, rellénelos. Utilice únicamente agua destilada o desionizada.
- Compruebe igualmente la limpieza externa de las baterías y, si es necesario, límpielas con un cepillo humedecido en agua. No utilice cepillos de alambre ni disolventes de ningún tipo. Las válvulas pueden lavarse con agua limpia si es necesario.
- Compruebe que todas las conexiones están bien apretadas. Las conexiones y las tuercas de los terminales deben protegerse contra la corrosión recubriéndolas con una fina capa de aceite anticorrosión.

7. Medio ambiente

Con el fin de proteger el medio ambiente, se deben reciclar todas las baterías usadas. Solicite a su representante local de Saft información adicional al respecto.

Saft
Industrial Battery Group

12, rue Sadi Carnot
93170 Bagnolet - France
Tel: +33 1 49 93 19 18
Fax: +33 1 49 93 19 64

www.saftbatteries.com

Doc N° 21522-3-0609

Los datos contenidos en el presente documento pueden ser objeto de modificaciones sin previo aviso y solamente tienen carácter contractual previa confirmación por escrito.

Sociedad anónima con capital de 31 944 000 €
RCS Bobigny B 383 703 873

Pragma - Impreso en Francia - 1k



SAFT

Stand proposal

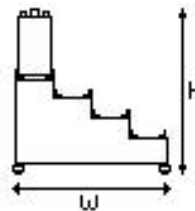
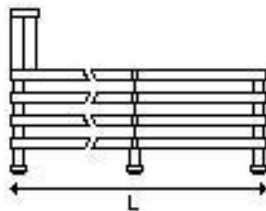
Folder name	P_16mar10_psá_a
Folder reference	P_16mar10_psá_a
System name	SYS_00069
System reference	SYS_00069
Customer	
Customer reference	

Battery

Cell type	SUN+ 415
Total cells number	38
Cells included in this stand	38

Proposed stand

Stand type	SGL4	
Stand dimensions (including cells)	Length (L)	1 500 mm
	Width (W)	860 mm
	Total height (H)	890 mm
	Total weight	741,1 kg
Packaging (for this stand and only the cells included)	State of charge	Filled and charged
	Cells weight	764,9 kg
	Stand weight	50,3 kg
	Total weight	815,2 kg
	Cells volume	0,96 m ³
	Stand volume	0,19 m ³
	Total volume	1,15 m ³



Technical Report

Nature of the test: AGEING PERFORMANCES OF SAFT SUNICA+ Ni-Cd BATTERIES

Contract reference: N° Prodem 04.01345 (July 2005 to January 2008)

AGEING PERFORMANCES ACCORDING TO THE IEC 61427 STANDARD

An accelerated ageing test at 40°C have been performed on SUNICA+ batteries, according to the IEC 61427 standard [1] whose procedure is illustrated by the figure below.

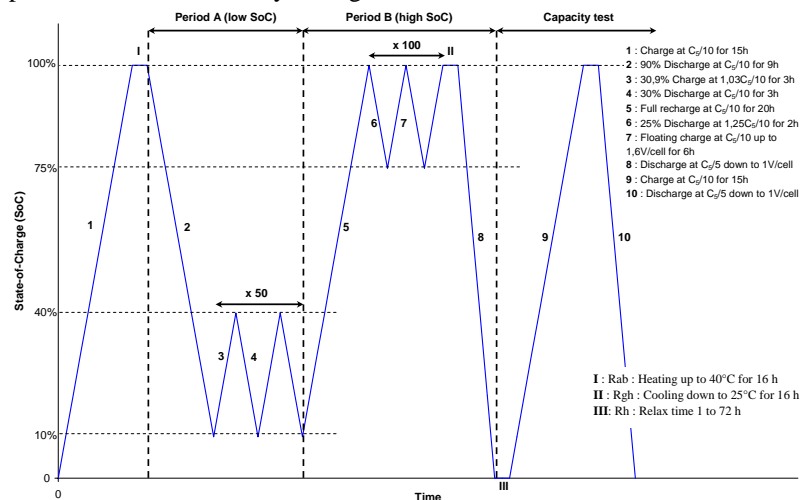
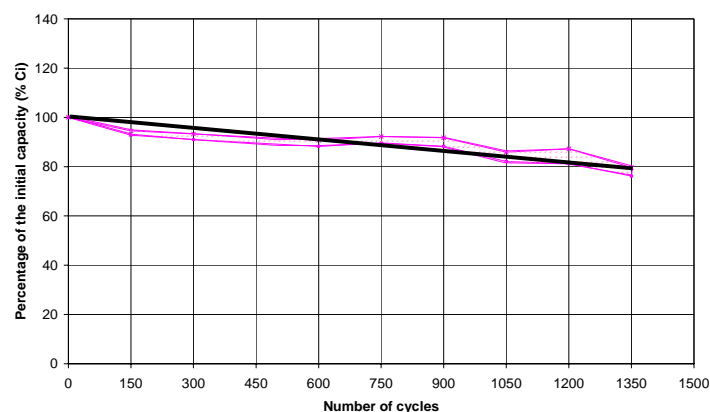


Figure: accelerated ageing test according to the IEC 61427 standard.

RESULTS OBTAINED ON SAFT SUNICA+ BATTERIES

Results obtained on two SUNICA+140 batteries are presented in the graph below.



Graph: capacity evolution of SUNICA+ batteries during the IEC 61427 standard.

After nine complete periods according to the IEC 61427 (equivalent to 1350 cycles according to this accelerated ageing test), the SUNICA+ batteries tested present a capacity decrease limited to 20%.

[1] IEC 61427:2005, « Secondary cells and batteries for photovoltaic energy systems (PVES) – General requirements and methods of test ».

Sistema de Inyección



Hilti HIT-HY 150 MAX
Cartucho disponible 330 ml, 500 ml y 1400 ml.



Varilla HIT-V
Varilla HIT-V-R
Varilla HIT-V-HCR



Homologación Europea



Marcado CE



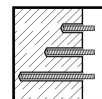
Software de diseño Hilti



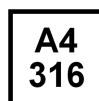
Hormigón



Distancia de borde y separación reducidas



Empotramiento flexible



Resistencia a corrosión



Alta resistencia a la corrosión

Hilti HIT-HY 150 MAX

Sistema de inyección bicomponente de altas prestaciones y fraguado rápido que en conjunto con las varillas HIT-V permiten una mayor flexibilidad en sus conexiones estructurales en hormigón.

- Adhesivo híbrido de metacrilato de uretano libre de estireno.
- No contiene sustancias cancerígenas ni venenosas, cumpliendo todas la normativas vigentes de seguridad y salud.
- Resina homologada para su uso con barras corrugadas a posteriori (para más información consulte el documento correspondiente).

Características y Ventajas

- Homologada según normativa europea Opción 1: hormigón fisurado y no fisurado de C20/25 a C50/60.
- Válido para hormigón seco y saturado.
- Alta capacidad de carga.
- Aplicación con grandes diámetros.
- Tiempo de curado rápido, alcanzando un alto nivel de carga en un breve periodo de tiempo.
- Permite pequeñas distancias a borde y de separación entre anclajes.
- Profundidad de empotramiento flexible de 4 a 20 veces el diámetro de la varilla.
- Rango de temperatura de servicio hasta 120°C (corto plazo) y 72°C (largo plazo).
- Limpieza manual desde M8 a M16 con una profundidad de anclaje $h_{ef} \leq 10d$.
- Diseño de cálculo con el programa Hilti PROFIS Anchor 2.0

Aplicaciones

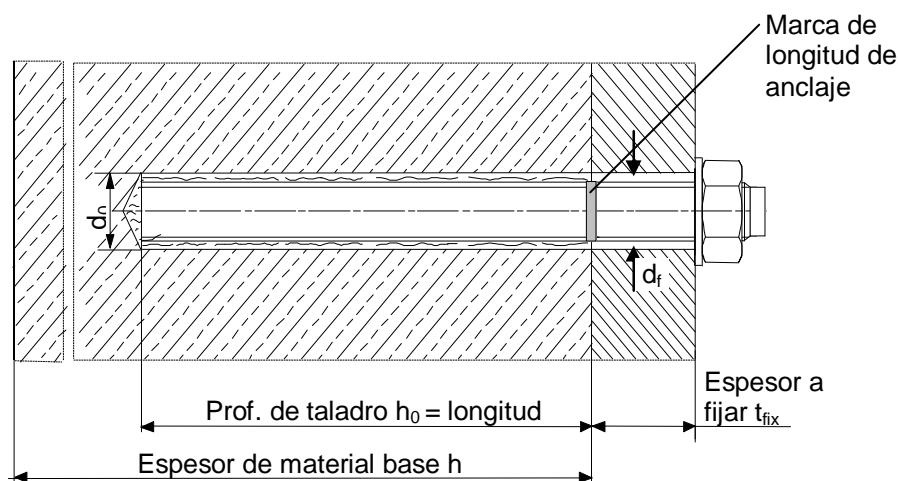


- Angulares, placas de anclajes en hormigón.
- Anclajes de pilares.
- Barreras de seguridad o impacto.
- Maquinaria pesada.
- Fijación de grúas o puentes grúa.
- Estructuras metálicas.

Datos de colocación



ETA N° 08/0352
Validez hasta 18/12/2013



Métrica			M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27	M30
Diámetro nominal de la broca	d_0	[mm]	10	12	14	18	24	28	30	35
Rango de Profundidad de anclaje ^{a)} para HIT-V	$h_{ef,min}$	[mm]	60	60	70	80	90	100	110	120
	$h_{ef,max}$	[mm]	160	200	240	320	400	480	540	600
Mínimo espesor de material base	h_{min}	[mm]	$h_{ef} + 30 \text{ mm}$ $\geq 100 \text{ mm}$			$h_{ef} + 2 d_0$				
Diámetro de taladro en placa	d_f	[mm]	9	12	14	18	22	26	30	33
Par de apriete	$T_{max}^{b)}$	[Nm]	10	20	40	80	150	200	270	300
Separación mínima	s_{min}	[mm]	40	50	60	80	100	120	135	150
Mínima distancia a borde	c_{min}	[mm]	40	50	60	80	100	120	135	150
Separación para fallo por splitting	$s_{cr,sp}$	[mm]	$2 c_{cr,sp}$							
Distancia mínima a borde para fallo por splitting ^{c)}	$c_{cr,sp}$	[mm]	$1,0 \cdot h_{ef}$ para $h / h_{ef} \geq 2,0$ $4,6 h_{ef} - 1,8 h$ para $2,0 > h / h_{ef} > 1,3$ $2,26 h_{ef}$ para $h / h_{ef} \geq 1,3$							
Separación mínima para fallo por cono de hormigón	$s_{cr,N}$	[mm]	$2 c_{cr,N}$							
Distancia mínima a borde para fallo por cono de hormigón ^{d)}	$c_{cr,N}$	[mm]	$1,5 h_{ef}$							

Para separación (distancia a borde) menor que la separación crítica (distancia crítica a borde) las cargas de diseño tienen que ser reducidas.

- a) Empotramiento variable $h_{ef,min} \geq h_{ef} \geq h_{ef,max}$
- b) Máximo par de apriete para evitar el fallo por splitting durante la instalación para anclajes con separación y/o distancia a borde mínimas.
- c) h : Espesor de material base ($h \geq h_{min}$), h_{ef} : Profundidad efectiva
- d) La distancia crítica a borde para fallo por cono de hormigón depende de la profundidad de anclaje efectiva y de la tensión de adherencia de diseño. Las fórmulas simplificadas dadas en esta tabla están del lado de la seguridad.

Datos de carga (para un anclaje aislado)

Toda la información en esta sección aplica para:
 (Para más detalles ver el método de diseño simplificado)

- Instalación correcta (ver instrucciones de colocación).
- Sin influencia entre anclajes ni de borde.
- Fallo por acero.
- Espesor de material base como definido en la tabla.
- Longitud de anclaje, como definido en la tabla.
- Un material de anclaje, como definido en las tablas.
- Hormigón C 20/25, $f_{ck, cube} = 25 \text{ N/mm}^2$
- Rango de temperatura I
 (min. Temperatura del material base -40°C , max. temperatura del material base (largo/corto): $+24^\circ\text{C}/40^\circ\text{C}$)
- Rango de temperatura de instalación: -10°C a $+40^\circ\text{C}$.

Profundidad de anclaje ^{a)} y espesor de material base.

Resistencia última media, resistencia característica, resistencia de diseño, cargas recomendadas.

Métrica		M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27	M30
Profundidad de anclaje h_{ef}	[mm]	80	90	110	125	170	210	240	270
Espesor de material base h	[mm]	110	120	140	165	220	270	300	340

^{a)} El rango de profundidades de anclaje permitido se puede ver en detalles de colocación. Los valores de carga correspondientes pueden ser calculados de acuerdo con el método de diseño simplificado.

Resistencia última media: Hormigón no-fisurado C 20/25 , anclaje HIT-V 5.8

Métrica		M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27	M30
Tracción $N_{R_{u,m}}$	HIT-V 5.8 [kN]	18,9	30,5	44,1	83,0	129,2	185,9	241,5	288,4
Cortante $V_{R_{u,m}}$	HIT-V 5.8 [kN]	9,5	15,8	22,1	41,0	64,1	92,4	120,8	147,0

Resistencia característica: Hormigón no-fisurado C 20/25 , anclaje HIT-V 5.8

Métrica		M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27	M30
Tracción N_{R_k}	HIT-V 5.8 [kN]	18,0	29,0	42,0	70,6	111,9	153,7	187,8	216,3
Cortante V_{R_k}	HIT-V 5.8 [kN]	9,0	15,0	21,0	39,0	61,0	88,0	115,0	140,0

Resistencia de Diseño: Hormigón no-fisurado C 20/25 , anclaje HIT-V 5.8

Métrica		M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27	M30
Tracción N_{R_d}	HIT-V 5.8 [kN]	12,0	19,3	28,0	47,1	74,6	102,5	125,2	120,2
Cortante V_{R_d}	HIT-V 5.8 [kN]	7,2	12,0	16,8	31,2	48,8	70,4	92,0	112,0

Cargas recomendadas ^{a)}: Hormigón no-fisurado C 20/25 , anclaje HIT-V 5.8

Métrica		M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27	M30
Tracción N_{rec}	HIT-V 5.8 [kN]	8,6	13,8	20,0	33,6	53,3	73,2	89,4	85,8
Cortante V_{rec}	HIT-V 5.8 [kN]	5,1	8,6	12,0	22,3	34,9	50,3	65,7	80,0

^{a)} Para las cargas recomendadas, se considera un coeficiente de seguridad parcial para las acciones de $\gamma_F = 1,4$. Los coeficientes de seguridad parcial para las acciones dependen del tipo de carga y deben tomarse de las normativas nacionales. De acuerdo con ETAG 001, anexo C, el coeficiente de seguridad parcial es $\gamma_G = 1,35$ para acciones permanentes y $\gamma_Q = 1,5$ para acciones variables.

Método de diseño simplificado

Versión simplificada del método de diseño de la ETAG 001, TR 029. Resistencia de Diseño de acuerdo con la ETA-08/0352, edición 2008-12-18.

- Influencia de la resistencia del hormigón .
- Influencia de la distancia a borde.
- Influencia de la separación.
- Válido para un grupo de dos anclajes.

El método puede ser también aplicado para grupos de más de dos anclajes o más de un borde . Los factores de influencia deben ser considerados para cada distancia a borde o separación entre anclajes. Las cargas de diseño calculadas están del lado de la seguridad: serán más bajas que los valores presentes en la ETAG 001, TR 029. Para evitar esto, se recomienda la utilización del software de diseño de anclajes PROFIS Anchor.

El método de diseño se basa en la siguiente simplificación:

- No hay cargas diferentes en valor actuante sobre los anclajes (no hay excentricidad).

Los valores son válidos para un anclaje.

Para disposiciones más complejas utilizar el Software de diseño PROFIS anchor.

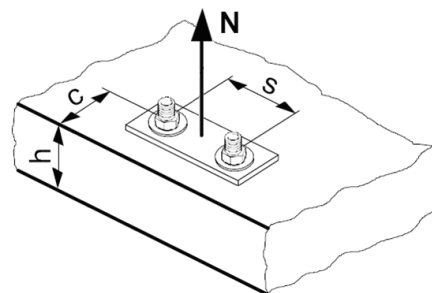
Tracción

La resistencia a tracción es el menor valor de:

- Resistencia del acero: $N_{Rd,s}$
- Resistencia combinada de extracción y cono de hormigón :

$$N_{Rd,p} = N_{Rd,p}^0 \cdot f_{B,p} \cdot f_{h,p}$$
- Resistencia del cono: $N_{Rd,c} = N_{Rd,c}^0 \cdot f_B \cdot f_{1,N} \cdot f_{2,N} \cdot f_{3,N} \cdot f_{h,N} \cdot f_{re,N}$
- Resistencia a splitting (solo hormigón no-fisurado):

$$N_{Rd,sp} = N_{Rd,c}^0 \cdot f_B \cdot f_{1,sp} \cdot f_{2,sp} \cdot f_{3,sp} \cdot f_{h,sp} \cdot f_{re,N}$$



Resistencia de diseño a tracción

Resistencia de diseño del acero $N_{Rd,s}$

Métrica		M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27	M30
$N_{Rd,s}$	HIT-V 5.8 [kN]	12,0	19,3	28,0	52,7	82,0	118,0	153,3	187,3
	HIT-V 8.8 [kN]	19,3	30,7	44,7	84,0	130,7	188,0	244,7	299,3
	HIT-V-R [kN]	13,9	21,9	31,6	58,8	92,0	132,1	80,4	98,3
	HIT-V-HCR [kN]	19,3	30,7	44,7	84,0	130,7	117,6	152,9	187,1

Resistencia de diseño combinada de extracción y cono de hormigón

$$N_{Rd,p} = N_{Rd,p}^0 \cdot f_{B,p} \cdot f_{1,N} \cdot f_{2,N} \cdot f_{3,N} \cdot f_{h,p} \cdot f_{re,N}$$

Métrica		M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27	M30
Profundidad efectiva $h_{ef} = h_{ef,typ}$ [mm]		80	90	110	125	170	210	240	270
$N_{Rd,p}^0$	Rango temperatura I [kN]	15,6	22,0	32,3	54,5	85,5	116,1	135,7	120,2
$N_{Rd,p}^0$	Rango temperatura II [kN]	13,4	18,8	27,6	50,3	78,3	105,6	122,1	99,0
$N_{Rd,p}^0$	Rango temperatura III [kN]	8,9	12,6	18,4	29,3	46,3	63,3	74,6	63,6

Resistencia de diseño del cono de hormigón $N_{Rd,c} = N_{Rd,c}^0 \cdot f_B \cdot f_{1,N} \cdot f_{2,N} \cdot f_{3,N} \cdot f_{h,N} \cdot f_{re,N}$

Resistencia de diseño a fisuración (splitting) $N_{Rd,sp} = N_{Rd,c}^0 \cdot f_B \cdot f_{1,sp} \cdot f_{2,sp} \cdot f_{3,sp} \cdot f_{h,N} \cdot f_{re,N}$

Métrica		M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27	M30
$N_{Rd,c}^0$	[kN]	20,1	24,0	32,4	47,1	74,6	102,5	125,2	124,5

Factores de influencia

Influencia de la resistencia del hormigón en la resistencia a combinada de extracción y cono de hormigón

Clase de resistencia del hormigón (ENV 206)	C 20/25	C 25/30	C 30/37	C 35/45	C 40/50	C 45/55	C 50/60
$f_{B,p} = (f_{ck,cube}/25\text{N/mm}^2)^{0,10 \text{ a)}}$	1,00	1,02	1,04	1,06	1,07	1,08	1,09

a) $f_{ck,cube}$ = Resistencia a compresión del hormigón en probeta cúbica.

Influencia de la Profundidad de anclaje en la resistencia a combinada de extracción y cono de hormigón

$$f_{h,p} = h_{ef}/h_{ef,typ}$$

Influencia de la resistencia del hormigón en la resistencia del cono de hormigón

Clase de resistencia del hormigón (ENV 206)	C 20/25	C 25/30	C 30/37	C 35/45	C 40/50	C 45/55	C 50/60
$f_B = (f_{ck,cube}/25\text{N/mm}^2)^{0,5 \text{ a)}}$	1	1,1	1,22	1,34	1,41	1,48	1,55

a) $f_{ck,cube}$ = Resistencia a compresión del hormigón en probeta cúbica.

Influencia de la distancia a borde ^{a)}

$c/c_{cr,N}$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$c/c_{cr,sp}$										
$f_{1,N} = 0,7 + 0,3 \cdot c/c_{cr,N} \leq 1$										
$f_{1,sp} = 0,7 + 0,3 \cdot c/c_{cr,sp} \leq 1$	0,73	0,76	0,79	0,82	0,85	0,88	0,91	0,94	0,97	1
$f_{2,N} = 0,5 \cdot (1 + c/c_{cr,N}) \leq 1$										
$f_{2,sp} = 0,5 \cdot (1 + c/c_{cr,sp}) \leq 1$	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1

a) La distancia a borde no debe ser menor que la distancia a borde mínima c_{min} dada en la tabla con las condiciones de colocación. Estos factores de influencia deben ser considerados para todos los valores de distancia a borde inferiores al valor mínimo.

Influencia de la separación entre anclajes ^{a)}

$s/s_{cr,N}$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$s/s_{cr,sp}$										
$f_{3,N} = 0,5 \cdot (1 + s/s_{cr,N}) \leq 1$										
$f_{3,sp} = 0,5 \cdot (1 + s/s_{cr,sp}) \leq 1$	0,55	0,60	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85	0,90	0,95	1

a) La separación entre anclajes no debe ser menor que la separación mínima s_{min} dada en la tabla con las condiciones de colocación. Estos factores de influencia deben ser considerados para cada separación.

Influencia de la Profundidad de anclaje en la resistencia del cono de hormigón

$$f_{h,N} = (h_{ef}/h_{ef,typ})^{1,5}$$

Influencia del armado

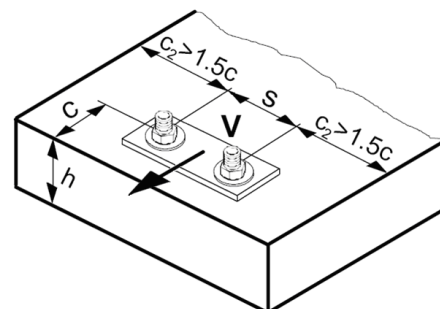
h_{ef} [mm]	40	50	60	70	80	90	= 100
$f_{re,N} = 0,5 + h_{ef}/200\text{mm} \geq 1$	0,7 ^{a)}	0,75 ^{a)}	0,8 ^{a)}	0,85 ^{a)}	0,9 ^{a)}	0,95 ^{a)}	1

a) Este factor se aplica sólo para armado denso. Si, en el área del anclaje, existe armado con una separación ≥ 150 mm (cualquier diámetro) o con un diámetro ≥ 10 mm y una separación ≥ 100 mm, entonces se puede aplicar un factor $f_{re,N} = 1$.

Cortante

La resistencia a Cortante es la menor de:

- Resistencia del acero: $V_{Rd,s}$
- Resistencia desconchamiento: $V_{Rd,cp} = k \cdot$ más bajo de $N_{Rd,p}$ y $N_{Rd,c}$
- Resistencia borde hormigón: $V_{Rd,c} = V_{Rd,c}^0 \cdot f_B \cdot f_{fB} \cdot f_h \cdot f_4 \cdot f_{hef} \cdot f_c$



Resistencia de diseño a cortante

Resistencia de diseño del acero $V_{Rd,s}$

Métrica		M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27	M30
$V_{Rd,s}$	HIT-V 5.8 [kN]	7,2	12,0	16,8	31,2	48,8	70,4	92,0	112,0
	HIT-V 8.8 [kN]	12,0	18,4	27,2	50,4	78,4	112,8	147,2	179,2
	HIT-V-R [kN]	8,3	12,8	19,2	35,3	55,1	79,5	48,3	58,8
	HIT-V-HCR [kN]	12,0	18,4	27,2	50,4	78,4	70,9	92,0	112,0

Resistencia de diseño por desconchamiento $V_{Rd,cp} =$ menor valor ^{a)} de $k \cdot N_{Rd,p}$ y $k \cdot N_{Rd,c}$

$$k = 2 \text{ para } h_{ef} = 60 \text{ mm}$$

- ^{a)} $N_{Rd,p}$: Resistencia de diseño a combinada de extracción y cono de hormigón.
 $N_{Rd,c}$: Resistencia de diseño de cono de hormigón.

Resistencia de diseño del borde hormigón $V_{Rd,c} = V_{Rd,c}^0 \cdot f_B \cdot f_{fB} \cdot f_h \cdot f_4 \cdot f_{hef} \cdot f_c$

Métrica		M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27	M30
Hormigón no-fisurado									
$V_{Rd,c}^0$	[kN]	5,9	8,6	11,6	18,7	27,0	36,6	44,5	53,0

Factores de influencia

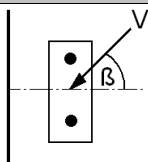
Influencia de la resistencia del hormigón

Clase de resistencia del hormigón (ENV 206)	C 20/25	C 25/30	C 30/37	C 35/45	C 40/50	C 45/55	C 50/60
$f_B = (f_{ck,cube}/25 \text{ N/mm}^2)^{1/2}$ ^{a)}	1	1,1	1,22	1,34	1,41	1,48	1,55

- ^{a)} $f_{ck,cube}$ = Resistencia a compresión del hormigón en probeta cúbica.

Influencia del ángulo de la carga aplicada con la dirección perpendicular al borde libre

Ángulo β	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
f_β	1	1,01	1,05	1,13	1,24	1,40	1,64	1,97	2,32	2,50



Influencia del espesor del material base

h/c	0,15	0,3	0,45	0,6	0,75	0,9	1,05	1,2	1,35	= 1,5
$f_h = \{h/(1,5 \cdot c)\}^{1/2} \geq 1$	0,32	0,45	0,55	0,63	0,71	0,77	0,84	0,89	0,95	1,00

Influencia de la separación entre anclajes y la distancia a borde ^{a)} para la resistencia del borde de hormigón : f_4

$$f_4 = (c/h_{ef})^{1,5} \cdot (1 + s / [3 \cdot c]) \cdot 0,5$$

c/h _{ef}	Un Anclaje	Grupo de dos anclajes s/h _{ef}														
		0,75	1,50	2,25	3,00	3,75	4,50	5,25	6,00	6,75	7,50	8,25	9,00	9,75	10,50	11,25
0,50	0,35	0,27	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
0,75	0,65	0,43	0,54	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
1,00	1,00	0,63	0,75	0,88	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	1,40	0,84	0,98	1,12	1,26	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
1,50	1,84	1,07	1,22	1,38	1,53	1,68	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
1,75	2,32	1,32	1,49	1,65	1,82	1,98	2,15	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32	2,32
2,00	2,83	1,59	1,77	1,94	2,12	2,30	2,47	2,65	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
2,25	3,38	1,88	2,06	2,25	2,44	2,63	2,81	3,00	3,19	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38	3,38
2,50	3,95	2,17	2,37	2,57	2,77	2,96	3,16	3,36	3,56	3,76	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95
2,75	4,56	2,49	2,69	2,90	3,11	3,32	3,52	3,73	3,94	4,15	4,35	4,56	4,56	4,56	4,56	4,56
3,00	5,20	2,81	3,03	3,25	3,46	3,68	3,90	4,11	4,33	4,55	4,76	4,98	5,20	5,20	5,20	5,20
3,25	5,86	3,15	3,38	3,61	3,83	4,06	4,28	4,51	4,73	4,96	5,18	5,41	5,63	5,86	5,86	5,86
3,50	6,55	3,51	3,74	3,98	4,21	4,44	4,68	4,91	5,14	5,38	5,61	5,85	6,08	6,31	6,55	6,55
3,75	7,26	3,87	4,12	4,36	4,60	4,84	5,08	5,33	5,57	5,81	6,05	6,29	6,54	6,78	7,02	7,26
4,00	8,00	4,25	4,50	4,75	5,00	5,25	5,50	5,75	6,00	6,25	6,50	6,75	7,00	7,25	7,50	7,75
4,25	8,76	4,64	4,90	5,15	5,41	5,67	5,93	6,18	6,44	6,70	6,96	7,22	7,47	7,73	7,99	8,25
4,50	9,55	5,04	5,30	5,57	5,83	6,10	6,36	6,63	6,89	7,16	7,42	7,69	7,95	8,22	8,49	8,75
4,75	10,35	5,45	5,72	5,99	6,27	6,54	6,81	7,08	7,36	7,63	7,90	8,17	8,45	8,72	8,99	9,26
5,00	11,18	5,87	6,15	6,43	6,71	6,99	7,27	7,55	7,83	8,11	8,39	8,66	8,94	9,22	9,50	9,78
5,25	12,03	6,30	6,59	6,87	7,16	7,45	7,73	8,02	8,31	8,59	8,88	9,17	9,45	9,74	10,02	10,31
5,50	12,90	6,74	7,04	7,33	7,62	7,92	8,21	8,50	8,79	9,09	9,38	9,67	9,97	10,26	10,55	10,85

a) La separación entre anclajes y la distancia a borde no debe ser menor que la separación mínima s_{min} y la distancia a borde mínima c_{min} .

Influencia de la profundidad efectiva

h _{ef} /d	4	4,5	5	6	7	8	9	10	11
$f_{hef} = 0,05 \cdot (h_{ef} / d)^{1,68}$	0,51	0,63	0,75	1,01	1,31	1,64	2,00	2,39	2,81
h _{ef} /d	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$f_{hef} = 0,05 \cdot (h_{ef} / d)^{1,68}$	3,25	3,72	4,21	4,73	5,27	5,84	6,42	7,04	7,67

Influencia de la distancia a borde ^{a)}

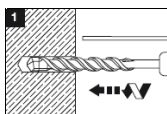
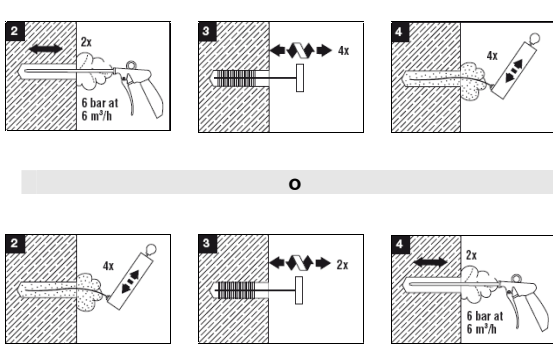
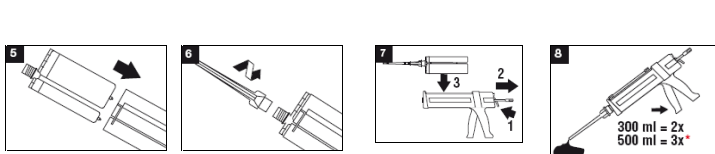
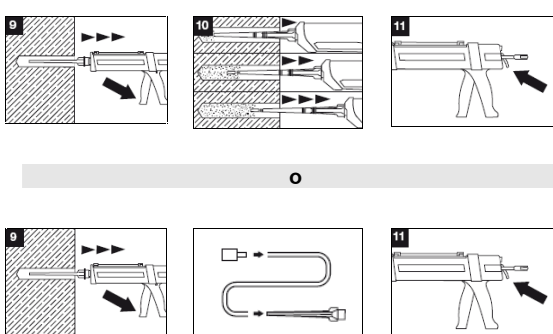
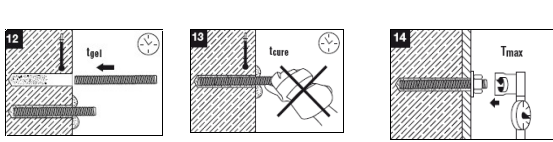
c/d	4	6	8	10	15	20	30	40
$f_c = (d / c)^{0,19}$	0,77	0,71	0,67	0,65	0,60	0,57	0,52	0,50

a) La distancia a borde no debe ser menor que la distancia a borde c_{min} .

Cargas combinadas (Tracción y Cortante)

Para Cargas combinadas (Tracción y Cortante) ver sección “Diseño de Anclajes”.

Instrucciones de colocación

Realización de taladro		Realización del taladro Con martillo de percusión seleccionando en modo de perforador y empleando una broca de carburo del tamaño adecuado.
Limpieza de taladro		a) Limpieza manual Para taladros máx. $\phi 20\text{mm}$ y una profundidad máxima de 10ϕ del elemento a fijar. <ul style="list-style-type: none"> (2) Soplado a presión 4 veces con bombín de limpieza Hilti. (3) Cepillar 4 veces con cepillo HIT-RB, insertando en el fondo del taladro con movimiento giratorio y luego extraerlo. (4) Soplado a presión 4 veces. b) Limpieza con aire comprimido Puede utilizarse en todos los diámetros y profundidades de empotramiento. <ul style="list-style-type: none"> (2) Soplado a presión con pistola de aire comprimido y retire la boquilla de aire 2 veces hasta que la corriente de aire de retorno no contenga polvo visible. (3) Cepillar 2 veces. (4) Soplado a presión con pistola de aire comprimido 2 veces hasta que la corriente de aire de retorno no contenga polvo visible.
Inserción de cartucho		Inserción de cartucho <ul style="list-style-type: none"> (5) Inserción del cartucho en el portacartucho. (6) Fijación del mezclador HIT-RE M al colector del cartucho. (7) Inserción del portacartuchos con el cartucho en el aplicador HIT. (8) Embolada inicial para garantizar la homogeneidad de la mezcla. Se elimina previamente la cantidad señalada de resina como indica la figura.
Inyección		Inyección: Se realiza desde la parte trasera del taladro sin que se formen burbujas de aire. c) Método de inyección para taladros con una profundidad $\leq 250\text{ mm}$: <ul style="list-style-type: none"> (9) Se inyecta el adhesivo comenzado por la parte de atrás. Lentamente, retirar el mezclador después de cada aplicación. (10) Rellenar el taladro hasta que el espacio anular entre el elemento de fijación y el hormigón este completo. (11) Una vez finalizada la inyección, despresurizar el aplicador pulsando el gatillo de bloqueo. d) Método de inyección con tapón pistón: recomendada para aplicaciones suspendidas y taladros con una profundidad $> 250\text{ mm}$: <ul style="list-style-type: none"> Ensamblar el mezclador, las extensiones necesarias y el tapón de tamaño adecuado. Insertar el tapón pistón HIT-SZ en el fondo del taladro e inyectar como en la figura (10). Durante la inyección, el tapón pistón será extruido del taladro por la presión de la resina.
Instalación		Instalación <ul style="list-style-type: none"> (12) Marcar y fijar el corrugado o varilla Hilti a la profundidad de empotramiento deseada. Para facilitar la instalación, gire lentamente el elemento a medida que se va insertando. (13) No ajustar el corrugado o varilla Hilti una vez finalizado el tiempo "t_{gel}" y hasta que haya transcurrido el tiempo "t_{cure}". (14) Aplicar el par de apriete indicado una vez transcurrido el tiempo "t_{cure}".

Métrica	M8	M10	M16	M20	M24	M27	M30
Martillo percutor	TE 2 – TE 16			TE 40 – TE 70			
Par de apriete	Llave dinamométrica						

Cartucho HIT-HY 150 MAX		330 ml	500 ml	1400 ml
Mezclador		HIT-RE M		
Aplicadores	Manual	MD 2000		
		MD 2500		
	Batería	ED 3500-A		
	Neumático	P 3000	P 3500	P 8000D
Limpieza	Manual	Bombín de limpieza y set de cepillos con escobilla		
	Aire comprimido	Pistola de aire comprimido y set de cepillos con escobilla		

Tiempos de manipulación y de fraguado

Temperatura del material base	Tiempo de manipulación t_{gel}	Tiempo de fraguado hasta la puesta en carga t_{cure}
-10°C a -5°C	180 min	12 h
-5 °C a 0 °C	40 min	4 h
0 °C a 5 °C	20 min	2 h
5 °C a 20 °C	8 min	1 h
20 °C a 30 °C	5 min	30 min
30 °C a 40 °C	2 min	30 min

Rango de temperatura de servicio

El sistema de anclaje Hilti HIT-HY 150 MAX debe ser aplicado en el rango de temperaturas que se presenta a continuación. Temperaturas superiores del material base pueden conducir a una reducción de la tensión de adherencia.

Rango de temperatura	Temperatura del material base	Temperatura máxima del material base a largo plazo*	Temperatura máxima del material base a corto plazo**
Rango temperatura I	-40°C a +40°C	+24°C	+40°C
Rango temperatura II	-40°C a +80°C	+50°C	+80°C
Rango temperatura III	-40°C a 120°C	+72°C	+120°C

* Temperatura máxima del material base a largo plazo: aquella que se mantiene prácticamente constante por largos periodos de tiempo.

** Temperatura máxims del material base a corto plazo: aquella que puede ocurrir en intervalos cortos, como por ejemplo, a lo largo de un día.

Geometría y propiedades mecánicas del anclaje

Calidad de los materiales

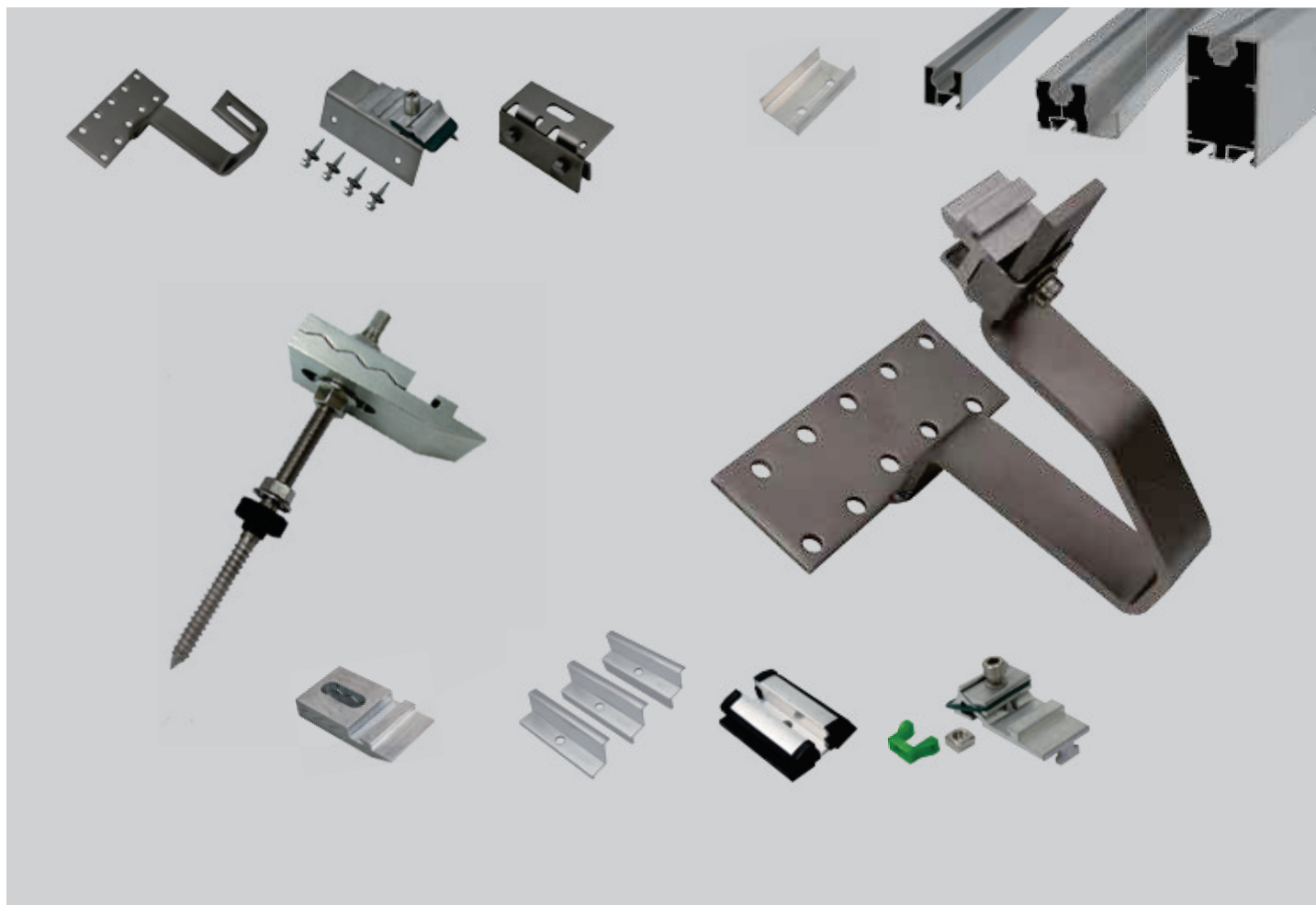
HIT-V	Tipo de acero	Protección
Varilla roscada	Clase 5.8	Galvanizado 5 μ m
	Clase 8.8 (grandes longitudes)	
Tuerca	Clase 8.8	Galvanizado 5 μ m
Arandela	Clase 8.8	Galvanizado 5 μ m

HIT-V-R	Tipo de acero	Protección
Varilla roscada	A4-70	Inox
Tuerca	A4-70	inox
Arandela	A4	inox

Para varilla en versión HCR, consulte con la oficina técnica.

Propiedades Mecánicas HIT-V			M8	M10	M12	M16	M20	M24	M27*	M30*
f_{uk} (N/mm ²)	Tensión nominal última	HIT-V 5.8	500	500	500	500	500	500	500	500
		HIT-V 8.8	800	800	800	800	800	800	800	800
		HIT-V-R	700	700	700	700	700	700	500	500
f_{yk} (N/mm ²)	Límite elástico	HIT-V 5.8	400	400	400	400	400	400	400	400
		HIT-V 8.8	640	640	640	640	640	640	640	640
		HIT-V-R	450	450	450	450	450	450	210	210
A_s (mm ²)	Sección resistente		36,6	58,0	84,3	157	245	353	459	561
W (mm ³)	Módulo resistente (flexión)		27,0	54,1	93,8	244	474	809	1274	1706

* Consulte disponibilidad en los servicios de Atención al Cliente de Hilti.



Schletter Sistemas de montaje solar

Vista general de los componentes

con números
de artículo
actualizados

111210-200
(400 504-10d200)

Kit doble de anclaje para tejados ondulados 10x200

M10 x 200 mm / 7,9 pulg.

111212-200
(400 504-12d200)

Kit doble de anclaje para tejados ondulados 12x200

M12 x 200 mm / 7,9 pulg.

111212-300
(400 504-12d300)

Kit doble de anclaje para tejados ondulados 12x300

M12 x 300 mm / 11,8 pulg.

Kit doble de anclaje para tejados ondulados incl. placa de montaje, 2 espárragos con junta EPDM vulcanizada (resistente a la radiación UV) y 6 tuercas hexagonales con base cilíndrica, para Berliner Welle 133 / 177 mm



119002-000
(400 754)

Placa de montaje para espárragos M10 / M12

para espárragos de doble rosca M10/M12, suelto, aluminio
120 x 60 x 6 mm / 4,72 x 2,36 x 0,24 pulg.



119003-000
(400 754-d)

Placa de montaje doble espárragos M10 / M12

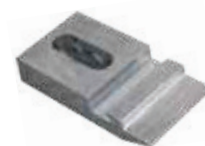
para espárragos de doble rosca M10/M12, suelto, aluminio
Sobre todo versión estable



119001-000
(430 504)

Fijador KlickTop para espárrago

para espárragos M10 / M12, suelto, aluminio



973000-002
(400 755)

Junta EPDM para espárrago M10 / M12

EPDM, resistente a la radiación UV



Observaciones:

Anclaje de instalaciones solares y fotovoltaicas en las subestructuras de los tejados de fibrocemento ondulado o de chapa trapezoidal.

Datos técnicos

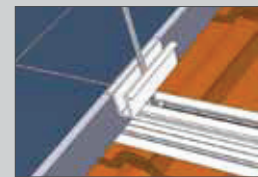
Material	Tornillos: Acero inoxidable 1.4301 Placa de montaje / Pieza sobrepuesta KlickTop: aluminio Junta de goma EPDM vulcanizada (resistente a la radiación UV)
Estática	Cálculo estático según las normas vigentes y específicas de cada país (en Alemania DIN1055 y EC1). Documentación estática para dimensionar la cantidad de puntos de sujeción necesarios, basándose en el cálculo. Siga en cada caso las indicaciones para calcular la estática. En la documentación general estática no podrá obtener respectivamente la prueba de fuerza de sujeción del tejado en la subestructura.

En nuestra página web podrá encontrar gracias a nuestro Autokalkulator todos los precios de los sistemas de forma cómoda y rápida : www.schletter.es

Vista general de pinzas para módulos

Catálogo

Pinzas para casi cada tipo de módulo.



Esquema del montaje

Pinzas laterales de aluminio para módulos enmarcados

Fuerza de sujeción óptima en áreas críticas de los laterales de las instalaciones.

Pinzas intermedias para módulos con longitud 100mm, transversas 3mm

Distribuir de forma óptima la presión en el marco de los módulos: 20 aprox.

		negro anodizado							
Altura del marco		Pinzas laterales	Pinzas intermedias	Grapas intermedias de tierra	Pinzas laterales	Pinzas intermedias	Grapas intermedias de tierra	Tornillo allen adaptado	
mm	pulg.	sin accesorios	sin accesorios	sin accesorios	sin accesorios	sin accesorios	sin accesorios	mm	pulg.
20	0,79	130001-020	130002-000	135001-000	130001-920	130002-900	135001-900	25	0,98
24	0,94	130001-024	130002-000	135001-000	130001-924	130002-900	135001-900	30	1,18
28	1,10	130001-028	130002-000	135001-000	130001-928	130002-900	135001-900	35	1,38
30	1,18	130001-030	130002-000	135001-000	130001-930	130002-900	135001-900	35	1,38
32	1,26	130001-032	130002-001	135001-001	130001-932	130002-901	135001-901	20	0,79
34	1,34	130001-034	130002-001	135001-001	130001-934	130002-901	135001-901	20	0,79
35	1,38	130001-035	130002-001	135001-001	130001-935	130002-901	135001-901	20	0,79
36	1,42	130001-036	130002-001	135001-001	130001-936	130002-901	135001-901	25	0,98
38	1,50	130001-038	130002-001	135001-001	130001-938	130002-901	135001-901	25	0,98
40	1,57	130001-040	130002-001	135001-001	130001-940	130002-901	135001-901	25	0,98
42	1,65	130001-042	130002-001	135001-001	130001-942	130002-901	135001-901	30	1,18
43	1,69	130001-043	130002-001	135001-001	130001-943	130002-901	135001-901	30	1,18
44	1,73	130001-044	130002-001	135001-001	130001-944	130002-901	135001-901	30	1,18
45	1,77	130001-045	130002-001	135001-001	130001-945	130002-901	135001-901	30	1,18
46	1,81	130001-046	130002-001	135001-001	130001-946	130002-901	135001-901	35	1,38
48	1,89	130001-048	130002-001	135001-001	130001-948	130002-901	135001-901	35	1,38
50	1,97	130001-050	130002-001	135001-001	130001-950	130002-901	135001-901	35	1,38
51	2,01	130001-051	130002-001	135001-001	130001-951	130002-901	135001-901	35	1,38
		(400 420-o - 400 451-o)	(400 231-o / 400 230-o)	(430 031-o / 430 030-o)				(véase tornillos y accesorios)	

135004-000 **Chapa para la puesta a tierra de módulos**
(430 036) (combinando con pinzas normales)



139003-000 **Pinzas para módulos "garra" VA (p.ej. módulo Sanyo)**
(400 233-o) (accesorios apropiados M8x35)



Vista general de familia de perfiles 05

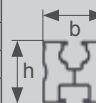
Catálogo

La familia de perfiles 05 para el sistema garantizado clic con los accesorios adecuados.

➔ véase también la tabla estática para vigas transversales

Longitudes disponibles

m	pulg.
4	157
6	236
y cortado a medida	



Perfil portante de módulos Eco 05

	b	h
mm	30	30
pulg.	1,18	1,18

Sujeción mecánica:

Arriba: Ranura clic M8

Abajo: Canal para el tornillo M10

120001-001 Cortado a medida
120001-004 4 m / 157 pulg.
120001-006 6 m / 236 pulg.
(430 071-...)



para alcances insignificantes

Perfil portante de módulos Solo05

	b	h
mm	40	40
pulg.	1,57	1,57

Sujeción mecánica

Arriba: Ranura clic M8

Abajo: Canal para el tornillo M10

120002-001 Cortado a medida
120002-004 4 m / 157 pulg.
120002-006 6 m / 236 pulg.
(430 070-...)



para grandes alcances

Perfil portante de módulos Profi05

	b	h
mm	40 / 62	40
pulg.	1,57/2,44	1,57

Sujeción mecánica

Arriba: Ranura clic M8

Abajo: Canal para el tornillo M10

120003-001 Cortado a medida
120003-004 4 m / 157 pulg.
120003-006 6 m / 236 pulg.
(430 010-...)



con canaleta para cable

Perfil portante de módulos ProfiPlus 05

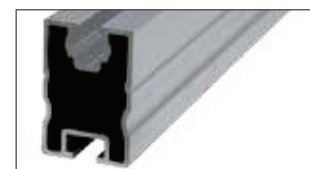
	b	h
mm	40	60
pulg.	1,57	2,36

Sujeción mecánica

Arriba: Ranura clic M8

Abajo: Canal para el tornillo M10

120004-001 Cortado a medida
120004-004 4 m / 157 pulg.
120004-006 6 m / 236 pulg.
(430 015-...)



para grandes alcances

Accesorios de la familia de perfiles 05:

129001-000 Placa de conexión Eco05 suelto
(400 028-o)

129001-001 Placa de conexión Eco05 premontado
(400 028-m)



suelto



premontado

129002-000 Empalme Solo o ProfiPlus suelto
(430 027-o)

129002-001 Empalme Solo o ProfiPlus premontado
(430 027-m)



suelto



premontado

129003-000 Placa de conexión Profi05 suelto
(430 023-o)

129003-001 Placa de conexión Profi05 premontado
(430 023-m)



suelto



premontado